Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Инженерно-строительный институт

Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г. В. Сакаш
подпись инициалы, фамилия
«17» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 «Газоснабжение с.Чурапча»

Пояснительная записка

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук И. Б. Оленев
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.В. Сыромятников
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Газоснабжение с.Чурапча»

Консультанты по разделам:

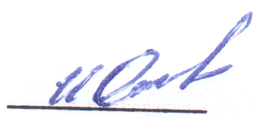
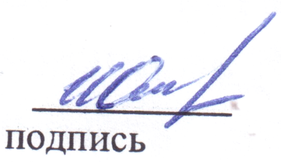
ТВИС наименование раздела	 подпись	И. Б. Оленев инициалы и фамилия
Нормоконтролер	 подпись	И. Б. Оленев инициалы и фамилия

Схема распределительной сети среднего давления

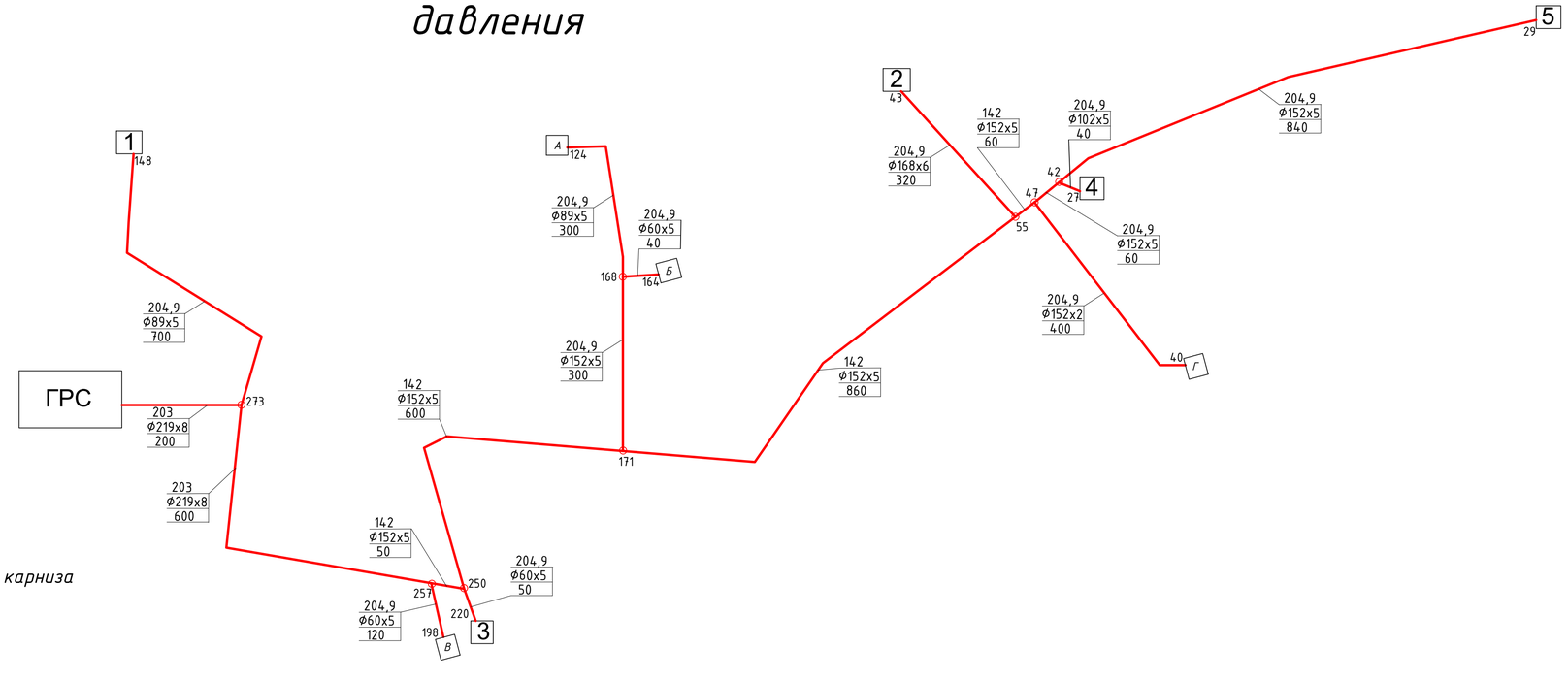
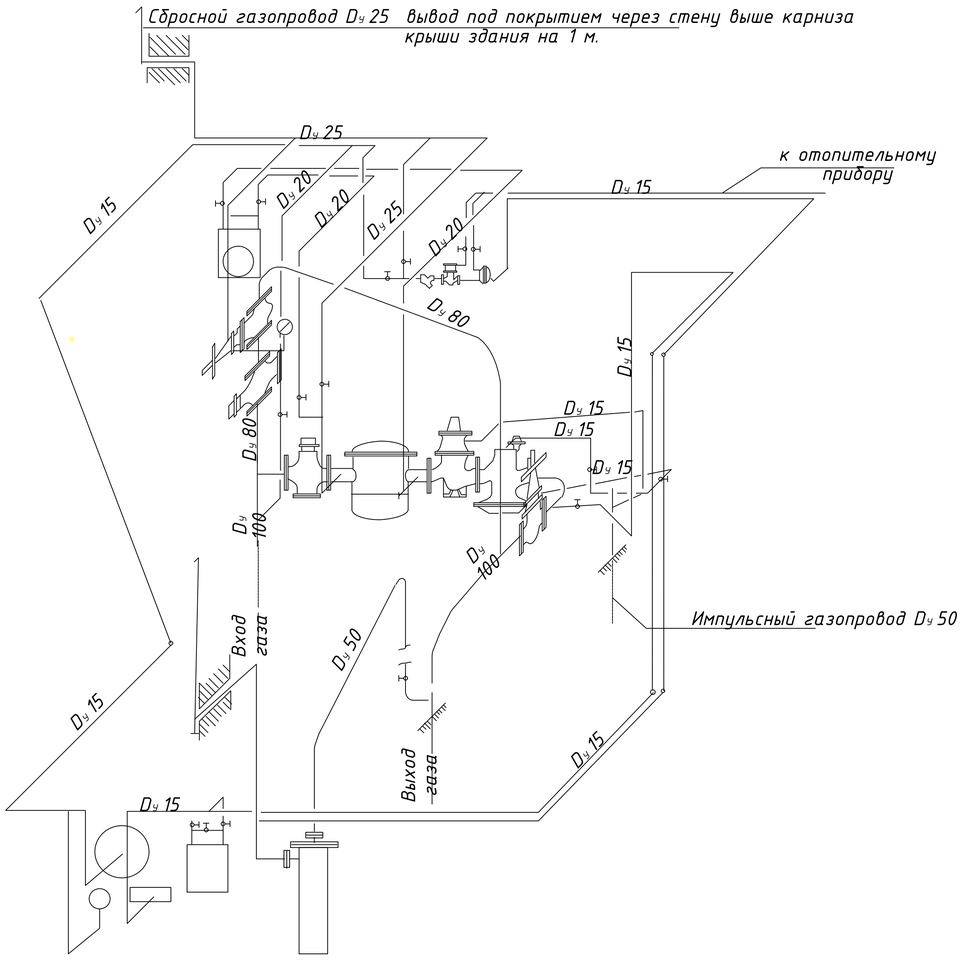


Схема ГРП с регулятором давления РДУК2В-100/50



Условные обозначения и изображения

- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Жилая территория
- Территория больницы
- Территория администрации

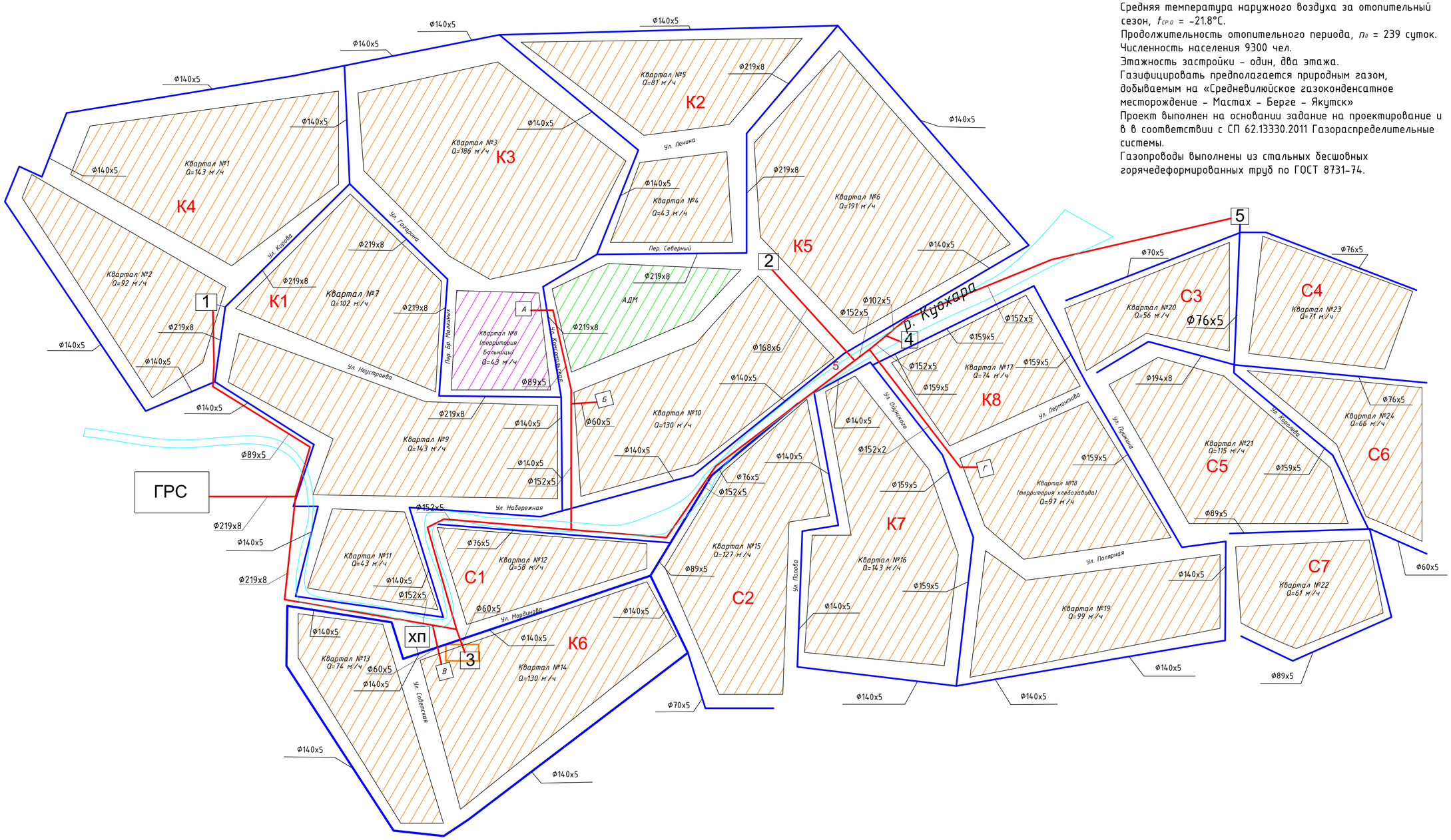
Q=143 м³/ч — Расход, м³/ч

219х8 — Диаметр газопровода, мм

- (А) — Котельная Q=746 м³/ч
- (Б) — Котельная Q=249 м³/ч
- (В) — Котельная Q=497 м³/ч
- (Г) — Котельная Q=559 м³/ч
- 1 — Газорегуляторный пункт
- ГРС — Газорегуляторный станция
- ХП — Хлебозавод

						БР-08.03.01.05-2017	
						Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Сыротятников				Газоснабжение с.Чурапча	Лист 3 / Листов 6
Руков.		Оленев И.Б.					
Н. контр.		Оленев И.Б.				Схема распределительной сети среднего давления и схема ГРП	ИСЗиС
Зав.каф.		Сакаш Г.В.					

План села Чурапча



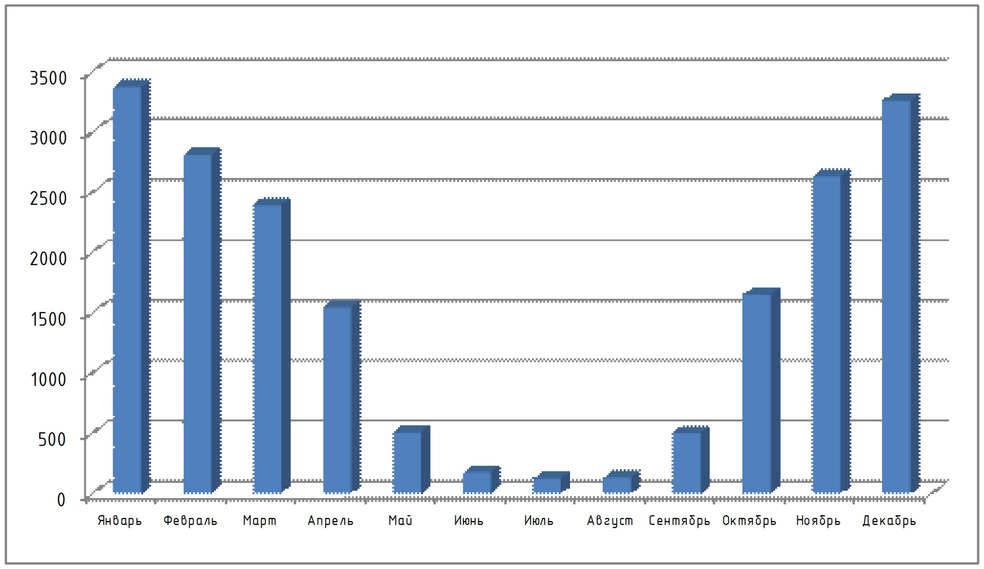
Исходные данные для проектирования

Состав газа:
метан – 86%, этан – 5%; пропан – 2.3%, бутан – 0.7%, углекислый газ – 2%, азот + редкие газы – 4%.
Село Чурапча Чурапчинский Район.
Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{ВН}$ =20°С.
Расчетная температура наружная для проектирования отопления, $t_{Р.О}$ = -56°С.
Расчетная наружная температура для проектирования вентиляции, $t_{Р.В.}$= -56°С.
Средняя температура наружного воздуха за отопительный сезон, $t_{СР.О}$ = -21.8°С.
Продолжительность отопительного периода, $n_{О}$ = 239 суток.
Численность населения 9300 чел.
Этажность застройки – один, два этажа.
Газифицировать предполагается природным газом, добываемым на «Средневилюйское газоконденсатное месторождение – Мастах – Берге – Якутск»
Проект выполнен на основании задание на проектирование и в в соответствии с СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы.
Газопроводы выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8731-74.

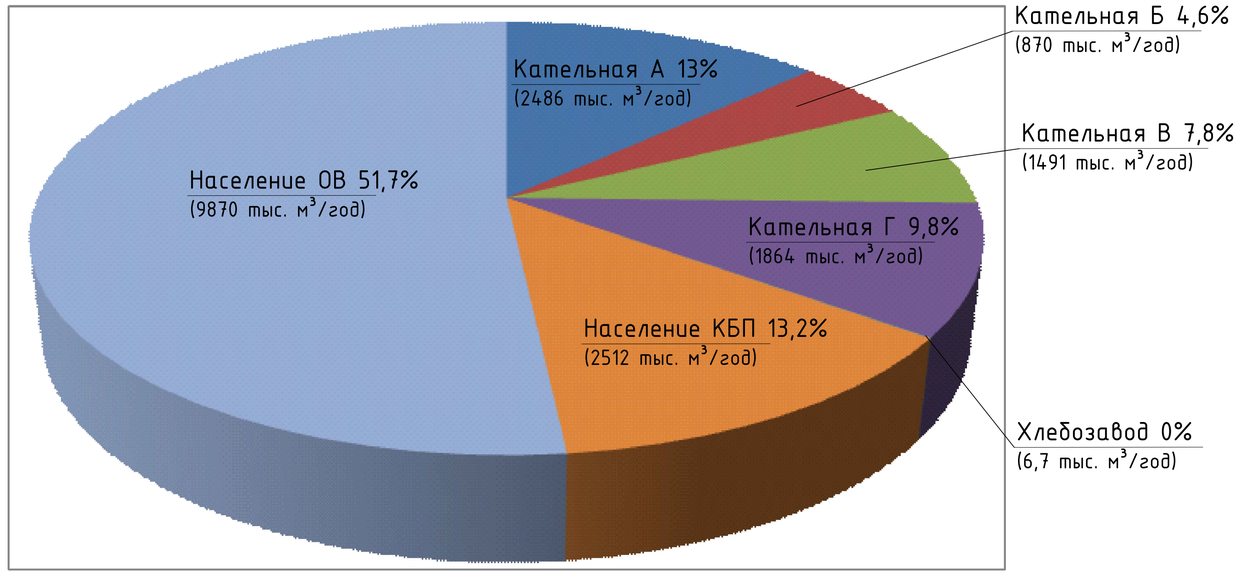
							БР-08.03.01.05-2017	
							Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.		Сыромятников А.В.				Газоснабжение с.Чурапча	Лист	Листов
Руков.		Оленев И.Б.					1	6
Н. контр.		Оленев И.Б.				Генеральный план с.Чурапча	ИСЭиС	
Зав.каф.		Сакаи Г.В.						

Графики неравномерности потребления газа

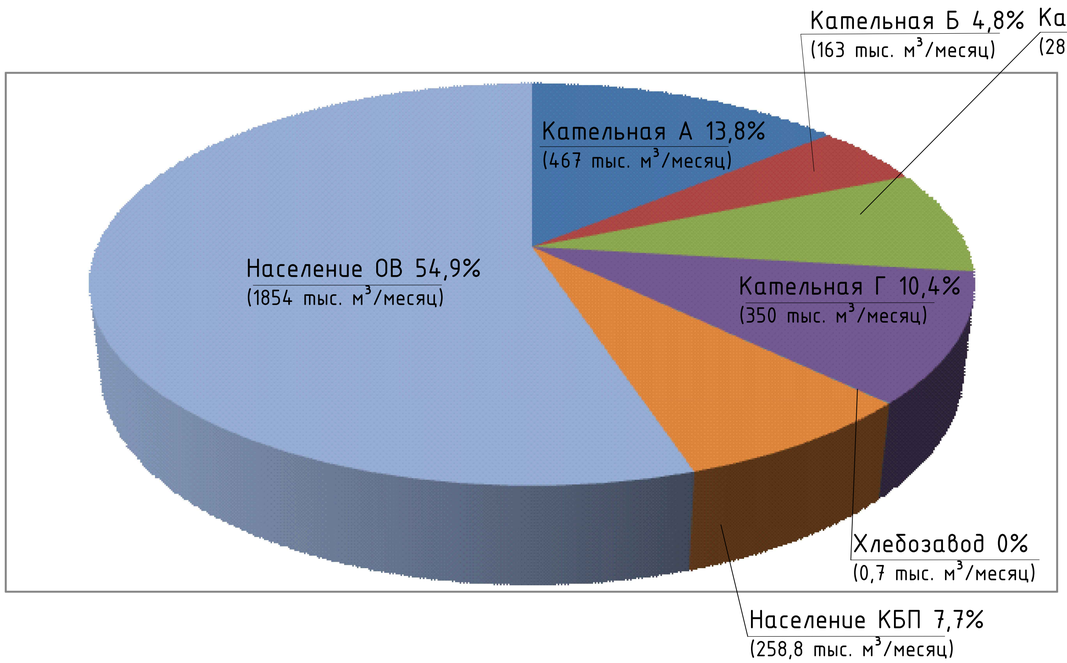
График сезонной неравномерности потребления газа, тыс. м³/месяц



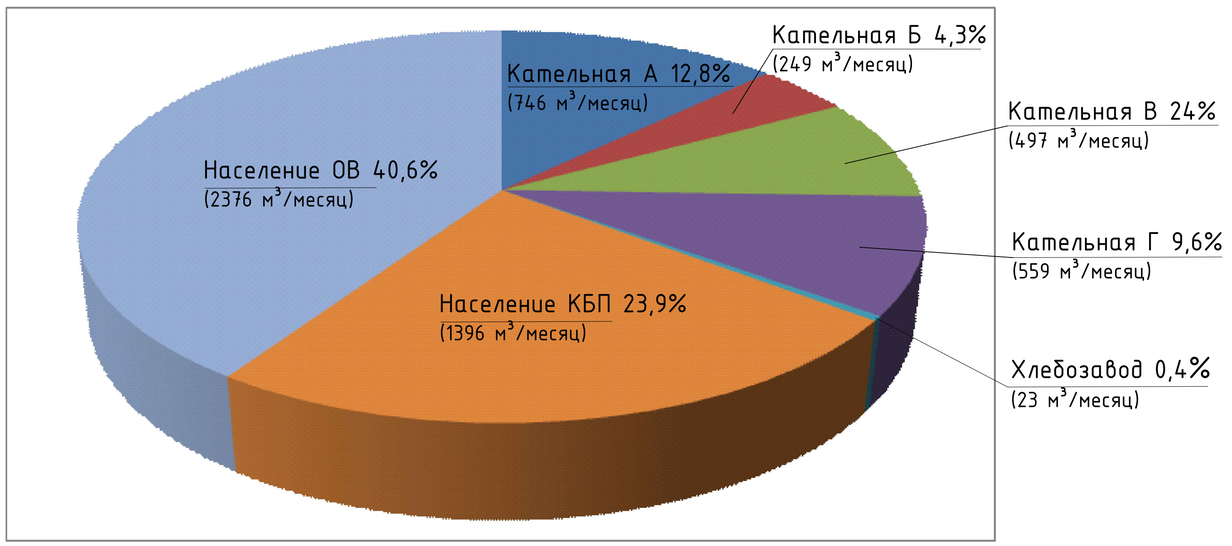
Расход газа за год по видам потребления, тыс м³/год



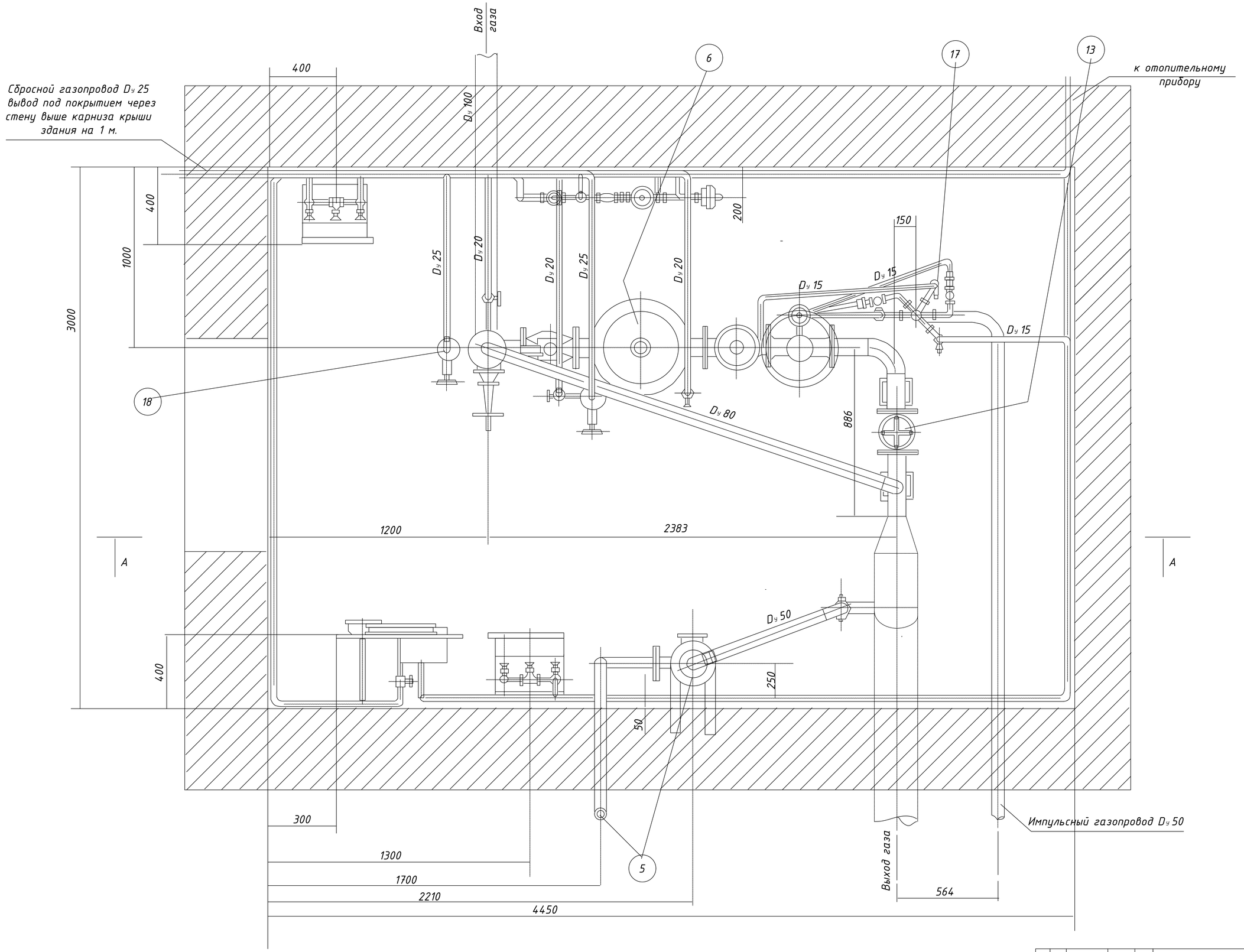
Расход газа за январь по видам потребления, тыс. м³/месяц



Расход газа за январь по видам потребления, м³/час



							БР–08.03.01.05–2017
							ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Сыромятников		А.В.		Газоснабжение с.Чурапча	Лист 4 / Листов 6
Руков.		Оленев		И.Б.			
Н. контр.		Оленев		И.Б.		Графики неравномерности потребления газа	ИСЭиС
Зав.каф.		Сакаи		Г.В.			



					БР-08.03.01.05-2017	
					Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.		Сыромятников			Газоснабжение с.Чурапча	Лист 6 / Листов 6
Руков.		Оленев И.Б.				
Н. контр.		Оленев И.Б.			План ГРП с регулятором давления РДУК2В-100/50 М 1:15	ИСЭиС
Зав.каф.		Сакаш Г.В.				

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5
Глава 1. Газоснабжение 6
1.1 Общие сведения о населенном пункте 9
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа 11
1.3 Расчет потребления природного газа населением 12
1.4 Расчет потребления газа промышленными объектами 20
1.5 Сводный расчет потребления природного газа в с. Чурапча 22
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта 22
1.6.1 Выбор оптимального количества сетевых ГРП 23
1.6.2 Трассировка газовых сетей в с. Чурапча 24
1.7 Распределительные сети низкого давления 25
1.7.1 Расчетная схема распределенных сетей низкого давления, определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления 26
1.7.2 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления 33
1.8 Распределительные сети среднего давления 38
1.8.1 Гидравлический расчет сети среднего давления 39
1.9 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок 42
1.10 Расчет неравномерности потребления газа 56
Глава 2. Технология возведения инженерных систем 60
2.1 Подготовительные работы 60
2.2 Монтаж систем внутреннего газоснабжения 61
2.3 Испытание внутреннего газопровода 62
2.4 Монтаж подземного газопровода 63
2.4.1 Подготовительные работы 63
Разбивка трассы газопровода 63
2.4.2 Земляные работы 64
2.4.3 Монтаж трубопроводов 65
2.5 Предварительное испытание газопровода 65
Изоляция газопроводов 66

2.6 Окончательное испытание газопроводов 66
2.7 Благоустройство трассы 66
2.8 Колодцы 67
2.9 Уплотнение грунта 67
Заключение 68
Список использованных источников 69
Приложение А Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
Приложение Б Гидравлический расчет распределительной газовой сети низкого давления ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

ВВЕДЕНИЕ

Вследствие того, что природный газ является высокоэффективным энергоносителем, газоснабжение может составить основу социально-экономического развития, может обеспечить улучшение условий труда и быта населения, а также снижение загрязнения окружающей среды. Использование газового топлива позволяет внедрять эффективные методы передачи теплоты, создавать экономические, высокопроизводительные тепловые агрегаты с меньшими габаритными размерами, стоимостью и высоким КПД, а также повышать качество продукции.

Развитие добычи газа обуславливается ростом газопотребления, которая осуществляется путем увеличения объемов использования его в городах, населенных пунктах, газифицированных в настоящее время, а также за счет газификации новых городов, населенных пунктов, в том числе в сельской местности.

В Якутии по инициативе Президента Республики Саха (Якутия) разработана и реализуется государственная целевая программа «Газификация населенных пунктов РС(Я) в 2002-2006 годах и основные направления газификации до 2010 года», «Газификация населенных пунктов РС(Я) в 2007-2011 годах и основные направления газификации до 2020 года». В нашей республике газификация – это специальный инвестиционный приоритет, благодаря которому был дан импульс качественно новому этапу развития экономики республики. Эффект от реализации газификации населенных пунктов носит масштабный характер. Целью программы газификации является создание условий для устойчивого роста экономики сельских и промышленных улусов республики, обеспечивающего повышения уровня жизни населения, улучшения экологической обстановки, повышение надежности функционирования газотранспортной системы и энергоснабжения населенных пунктов республики.

Современные системы газоснабжения представляют собой сложный комплекс, состоящий из газораспределительных станций (ГРС), газовых сетей высокого, среднего и низкого давления, газовых контрольных точек и установок (ВРП и ГРУ), которые предназначены для обеспечения газообразного топлива населению, муниципальным, промышленным и сельскохозяйственным потребителям.

Проекты по поставкам газа в города и поселения разрабатываются на основе схем перспективных потоков газа, схем развития и размещения отраслей народного хозяйства и проектов для районного планирования, генеральных планов поселения, с учетом их развития в будущем.

В бакалаврской работе представлены материалы по газификации села Чурапча Чурапчинского улуса (района) Республики Саха (Якутия), численность населения которого составляет 9300 человек. Газифицировать село Чурапча предполагается природным газом, транспортируемым по магистральному газопроводу «Средневилюйское газоконденсатное месторождение – Мастах – Берге – Якутск».

Проект выполнен в соответствии с СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газоснабжение села Чурапча может вестись на современном технологическом уровне, решая задачи газоснабжения населения.

Глава 1. Газоснабжение

Система газоснабжения поселения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простую и удобную в обслуживании, а также обеспечивать возможность отключения отдельных элементов или участков газопроводов для производства ремонтных, аварийных работ. Средства, оборудование и агрегаты в системе газоснабжения должны быть одного типа. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность, обеспечивать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

При проектировании новых систем газоснабжения поселков, использующих в качестве топлива природный газ с избыточным давлением до 1,2 МПа необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Газопроводы, прокладываемые в сельских населенных пунктах, классифицируются следующим образом:

- по избыточному давлению − низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) и высокого (свыше 0,3 до 1,2 МПа) давления;

- по месторасположению относительно отметки земли − подземные и надземные;

- по расположению в системе планировки населенных пунктов − наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);

- по назначению в системе газоснабжения − распределительные, вводы, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и др.) и продувочные;

- по материалу труб − металлические (стальные), неметаллические (пластмассовые, резинотканевые и др.).

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые).

Распределительными являются газопроводы, идущие от ГРП, обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и др.).

В промышленных предприятиях, а также в отопительных и промышленных котельных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятиях, расположенных в отдельных зданиях, котельных, расположенных в одноэтажных зданиях с производственными зданиями, максимально допустимое давление газа в газопроводах внутри помещений допускается 0,6 МПа.

Только низкое давление газа используется в жилых и общественных зданиях, заведениях общественного питания (рестораны, кафе, столовые и т.д.), а также во встроенных общественных, жилых зданиях отопительных котлов, бытовых услуг (прачечная, парикмахерская, ателье , и т.д.).

Номинальное избыточное давление газа перед бытовыми газовыми приборами при использовании природного газа чисто газовых, газонефтяных место-

рождений и других газов с низшей теплотой сгорания 33520 − 41900 кДж/м^3 составляет 2 кПа.

По количеству ступеней давления системы газоснабжения городов могут быть одноступенчатыми (низкое или среднее давление), двухступенчатыми (низкое и среднее или низкое и высокое давление), трехступенчатыми и многоступенчатыми (низкое, среднее и высокое давление). Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается наземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Основой для разработки проекта является годовой объем потребления газа населенным пунктом.

Все виды потребления газа в населенном пункте можно условно разделить на следующие группы:

1) расход газа населением в квартирах для приготовления пищи и горячей воды;

2) расход газа на отопление и вентиляцию жилых, общественных зданий от различных источников теплоснабжения (котельные, местные отопительные установки);

3) расход газа на горячее водоснабжение.

Определение норм удельного потребления газа для внутренних и муниципальных нужд основано на среднегодовом темпе потребления тепла. Скорость потребления тепла не постоянна. Для отечественных потребителей зависят от климатических условий, охвата общественного питания, наличия или отсутствия центрального отопления, ассортимента и качества бытовой техники, практики их эксплуатации.

Большая часть этих факторов не поддается теоретическому подсчету – учету, и определение годовой потребности в газе производится по усредненным нормам расхода теплоты, полученным из практики.

1.1 Общие сведения о населенном пункте

Село Чурапча расположена на территории Чурапчинского улуса (района) Республики Саха (Якутия). Население составляет 9300 человек. Этажность зданий - один, два этажа. Часть жилого сектора обеспечивается централизованными системами отопления и горячего водоснабжения. Большая половина села – это частный сектор с индивидуальным теплоснабжением, основной вид топлива – твердые виды топлива (уголь, дрова). Основными предприятиями, расположенными в селе, являются объекты Муниципального образования «Чурапчинский наслег».

- Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, t_{BH} =20°С;
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O}$ = -56°С;
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.}$ = -56°С;
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон, $t_{CP.O}$ = -21,8°С;
- продолжительность отопительного периода, n_0 = 239 суток.

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 − Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м^2
1	560	11200
2	360	7200
3	730	14600
4	170	3400
5	320	6400
6	750	15000
8	400	8000

Окончание таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м^2
9	170	3400
10	560	11200
11	510	10200
12	170	3400
13	230	4600
14	290	5800
15	510	10200
16	500	10000
17	560	11200
18	290	5800
19	380	7600
20	390	7800
21	220	9000
22	450	4800
23	240	5600
24	280	5200
Всего	9300	186000

Исходные данные по потреблению газа существующими котельными – таблица 2.

Таблица 2 − Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность	
		Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная А	6	20000
2	Котельная Б	2	7000
3	Котельная В	4	12000
4	Котельная Г	4,5	15000

1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Газифицировать село Чурапча предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 86%, этан – 5%; пропан – 2,3%, бутан – 0,7%, углекислый газ – 2%, азот + редкие газы – 4%.

Теплота сгорания топлива, кДж/м^3, определяется как сумма произведений величин, теплоты сгорания горючих компонентов, на их объемные доли по формуле

$$Q_{\text{р}}^{\text{н}} = 0{,}01 \cdot (\%_1 \cdot Q_{\text{р1}}^{\text{н}} + \%_2 \cdot Q_{\text{р2}}^{\text{н}} + \ldots + \%_{\text{n}} \cdot Q_{\text{рn}}^{\text{н}}), \quad (1)$$

где $\%_1, \%_2, \%_{\text{n}}$ – соответственно объемные доли веществ, входящих в состав топлива;

$Q_{\text{р1}}^{\text{н}}, Q_{\text{р2}}^{\text{н}}, Q_{\text{рn}}^{\text{н}}$ – соответственно теплота сгорания горючих компонентов .

Низшая теплота сгорания с заданными значениями объемных долей составляет

$$Q_{\text{р}}^{\text{н}} = 0{,}01 \cdot (86 \cdot 35840 + 5 \cdot 63730 + 2{,}3 \cdot 93370 + 0{,}7 \cdot 123770) = 37020 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность газа, кг/м^3, определяется как сумма произведений плотности компонентов на их объемные доли по формуле

$$\rho_{г} = 0{,}01 \cdot (\%_1 \cdot \rho_1 + \%_2 \cdot \rho_2 + \ldots + \%_{\text{n}} \cdot \rho_{\text{n}}), \quad (2)$$

где $\%_1, \%_2, \%_{\text{n}}$ – то же, что и в формуле (1);

ρ_1, ρ_2, ρ_n – соответственно плотности компонентов, входящих в состав топлива.

Плотность газа с заданными значениями объемных долей составляет

$$\rho_{г} = 0{,}01 \cdot (86 \cdot 0{,}717 + 5 \cdot 1{,}357 + 2{,}3 \cdot 2{,}019 + 0{,}7 \cdot 2{,}703 + 2 \cdot 1{,}977 + 4 \cdot 1{,}251) =$$

$$= 0{,}839 \text{ кг/м}^3$$

1.3 Расчет потребления природного газа населением.

Количество потребителей газа в микрорайонах выявлено из анализа их населения, количества этажей здания и его основных характеристик, количества и характеристик предприятий, учреждений муниципального образования, наличия централизованного горячего водоснабжения, характеристик отопительных систем, топливно-теплового баланса села.

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год. Годовой расход газа, потребляемый жилыми зданиями, тыс. м^3/год, определяется по формуле

$$Q_{год} = N \cdot \frac{\delta \cdot Q}{100 \cdot Q_н^р} \cdot 10^{-3}, \qquad (3)$$

где N – количество потребителей, чел;

δ – потребление газа в жилых квартирах, %;

Q – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Годовой расход газа, тыс. м^3/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{O.B.} = \left[24 \cdot (1+K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \qquad (4)$$

где K, K_1 – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равным 0,25 и 0,4;

t_{BH}, $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, $t_{CP.O}$ – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная

наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

Z − среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч,

g − укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м^2 жилой площади;

F − жилая площадь отапливаемых зданий, м^2;

n_0 − продолжительность отопительного периода, сут;

η_o − КПД отопительной системы принимается 0,85;

Q_H^P − низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м^3.

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды, м^3/ч, рассчитывается по формуле:

$$Q_Ч = \frac{Q_{ГОД} \cdot 10^3}{m}, \quad (5)$$

где $Q_{ГОД}$ − годовой расход газа, тыс м^3/год;

m − число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети.

Часовой расход газа на отопление и вентиляцию, м^3/ч рассчитывается по формуле

$$Q_Ч = \frac{Q_{ГОД} \cdot 10^3}{m}, \quad (6)$$

где $Q_{ГОД}$ − годовой расход газа на отопление, тыс м^3/год;

m − число часов использования максимума, ч/год.

Число часов, ч/год, использования максимума на отопление и вентиляцию рассчитывается по формуле

$$m_{O.B.} = n_0 \cdot \left[24 \cdot (1+K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right], \quad (7)$$

где n_0 − продолжительность отопительного периода, сут;

K и K_1 − коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равными 0,25 и 0,4;

t_{BH}, $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, $t_{CP.O}$ − температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

Z – среднее число часов работы системы вентиляции в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч.

Согласно расчетам для газоснабжения жилого сектора села Чурапча необходимо 9870,3 тыс.м^3/год, расчетный часовой расход газа составляет 2376,1 м^3/ч; расход газа на нужды отопления и вентиляции 12382,5 тыс.м^3/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 3771,7 м^3/ч; расход газа на коммунально-бытовые нужды 2512,2 тыс.м^3/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 1395,6 м^3/ч; для газоснабжения котельных требуется 19100,7 тыс.м^3/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 5845 м^3/ч.

Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (3) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет Q_H^P=37020 кДж/м³ .

Таблица 3 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.$м^3$/год
			кДж	$м^3$	
1	560	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	151,2
2	360	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	97,24
3	730	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	197,2
4	170	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	45,92
5	320	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	86,44
6	750	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	202,6
7	400	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	108,05
8	170	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	45,92
9	560	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	151,27
10	510	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	137,76
11	170	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	45,92
12	230	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	62,13
13	290	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	78,33
14	510	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	137,76
15	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	135,06
16	560	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	151,27
17	290	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	78,33
18	380	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	102,64
19	390	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	105,35
20	220	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	59,42
21	450	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	121,55
22	240	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	64,83
23	280	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	75,63
24	260	Приготовление пищи и горячей воды	$10000*10^3$	270,1	70,23
Всего					2512,15

Из таблицы 3 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 2512,15 тыс.м^3/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа из таблицы 3.

Таблица 4 − Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м^3/год	Число часов максимума, ч/год	Часовой расход газа, м^3/ч
1	151,2	1800	84
2	97,25	1800	54
3	197,2	1800	110
4	45,92	1800	26
5	86,44	1800	48
6	202,56	1800	113
7	108,05	1800	60
8	45,92	1800	26
9	151,27	1800	84
10	137,76	1800	77
11	45,92	1800	26
12	62,13	1800	35
13	78,33	1800	44
14	137,76	1800	77
15	135,06	1800	75
16	151,27	1800	84
17	78,33	1800	44
18	102,65	1800	57
19	105,35	1800	59
20	59,42	1800	33
21	121,55	1800	68
22	64,83	1800	36
23	75,63	1800	42
24	70,23	1800	39
Всего			1395,64

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в с. Чурапча по результатам расчета из таблицы 4 равен 1395,64 м^3/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (4) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

− раздел 1.1

− укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, q =670 кДж/ч на 1 м^2 жилой площади.

Таблица 5 − Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м^2	Расход газа, тыс.м^3/год
1	6720	594,3
2	4320	382,1
3	8760	774,8
4	2040	180,4
5	3840	339,6
6	9000	796,0
7	4800	424,5
8	2040	180,4
9	6720	594,3
10	6120	541,3
11	2040	180,4
12	2760	244,1
13	3480	307,8
14	6120	541,3
15	6000	530,7
16	6720	594,3
17	3480	307,8
18	4560	403,3
19	4680	413,9
20	2640	233,5
21	5400	477,6
22	2880	254,7
23	3360	297,2
Всего		9870,3

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 9870,3 тыс.м^3/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 6. Годовой расход газа из таблицы 5.

Число часов использования максимума на отопление и вентиляцию определяется по формуле (7) и составляет

$$m_{ов} = 239\left(24(1+0{,}25)\frac{20-(-21{,}8)}{20-(-56)} + 16\cdot 0{,}25\cdot 0{,}4\frac{20-(-21{,}8)}{20-(-56)}\right) = 4154 \text{ ч/год}$$

Таблица 6 − Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м^3/год	Число часов максимума, ч/год	Часовой расход газа, м^3/ч
1	594,3	4154	143,1
2	382,1	4154	92,0
3	774,8	4154	186,5
4	180,4	4154	43,4
5	339,6	4154	81,8
6	796,0	4154	191,6
7	424,5	4154	102,2
8	180,4	4154	43,4
9	594,3	4154	143,1
10	541,3	4154	130,3
11	180,4	4154	43,4
12	244,1	4154	58,8
13	307,8	4154	74,1
14	541,3	4154	130,3
15	530,7	4154	127,7
16	594,3	4154	143,1
17	307,8	4154	74,1
18	403,3	4154	97,1
19	413,9	4154	99,6
20	233,5	4154	56,2
21	477,6	4154	115,0
22	254,7	4154	61,3
23	297,2	4154	71,5
24	275,9	4154	66,4
Всего			2376,1

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в с. Чурапча по результатам расчета из таблицы 6 равен 2376,1 $м^3$/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне сведен в таблицу 7. Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 − Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в с. Чурапча

Номер квартала	Расход газа, тыс.$м^3$/год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	151,3	594,3	745,6
2	97,2	382,1	479,3
3	197,2	774,8	972,0
4	45,9	180,4	226,3
5	86,4	339,6	426,1
6	202,6	796,0	998,6
7	108,0	424,5	532,6
8	45,9	180,4	226,3
9	151,3	594,3	745,6
10	137,8	541,3	679,0
11	45,9	180,4	226,3
12	62,1	244,1	306,2
13	78,3	307,8	386,1
14	137,8	541,3	679,0
15	135,1	530,7	665,7
16	151,3	594,3	745,6
17	78,3	307,8	386,1
18	102,6	403,3	506,0
19	105,3	413,9	519,3
20	59,4	233,5	292,9
21	121,6	477,6	599,2
22	64,8	254,7	319,5
23	75,6	297,2	372,8
24	70,2	275,9	346,2
Всего	2512,2	9870,3	12382,5

Годовой расход природного газа потребителями расположенными в с. Чурапча составляет 12382,5 тыс.$м^3$/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне сведен в таблицу 8. Исходные данные: таблицы 4 и 6.

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в с. Чурапча составляет 3771,7 м^3/ч.

Таблица 8 − Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в с. Чурапча

Номер квартала	Расход газа, м^3/ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	84,0	143,1	227,1
2	54,0	92,0	146,0
3	109,6	186,5	296,1
4	25,5	43,4	68,9
5	48,0	81,8	129,8
6	112,6	191,6	304,2
7	60,0	102,2	162,2
8	25,5	43,4	68,9
9	84,0	143,1	227,1
10	76,5	130,3	206,8
11	25,5	43,4	68,9
12	34,5	58,8	93,3
13	43,5	74,1	117,6
14	76,5	130,3	206,8
15	75,0	127,7	202,8
16	84,0	143,1	227,1
17	43,5	74,1	117,6
18	57,0	97,1	154,1
19	58,5	99,6	158,2
20	33,0	56,2	89,2
21	67,5	115,0	182,5
22	36,0	61,3	97,3
23	42,0	71,5	113,6
24	39,0	66,4	105,4
Всего	1395,6	2376,1	3771,7

1.4 Расчет потребления газа котельными поселка

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в четырех котельных расположенных в селе. Исходные данные к расчету приведены в таблице 2.

Годовой расхода газа в целом по котельной, млн. м^3/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = \frac{4{,}187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)}, \quad (8)$$

где D – нагрузка котельной в течение года, Гкал//год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м^3/ч, определяется по формуле

$$Q_ч = \frac{4187 \cdot D^ч}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где $D^ч$ – нагрузка котла, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (8) и (9) и приведен в таблице 9. Низшая теплота сгорания Q_H^P=37020 кДж/м^3.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м^3/ч	Млн.м^3/год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная А	6	20000	91	746	2,486
Котельная Б	2	7000	91	249	0,870
Котельная В	4	12000	91	497	1,491
Котельная Г	4,5	15000	91	559	1,864
Всего				2051	6,711

Для газоснабжения котельных села Чурапча требуется 6711,1 тыс.м^3/год газа.

1.5 Сводный расчет потребления природного газа в с. Чурапча

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.4 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 10.

Согласно расчетам годовой расход газа потребителями с. Чурапчинского составляет 5,8 млн.м^3/год, часовой расход газа составляет 19100,7 м^3/ч.

Таблица 10 − Расход газа по видам потребления в с.Чурапче

Наименование абонента	Расход газа, тыс.м^3/год	Часовой расход газа, м^3/ч
Котельная А	746	2485,73
Котельная Б	249	870,01
Котельная В	497	1491,44
Котельная Г	559	1864,3
Хлебозавод	23	6,71
Население	3771,7	12382,5
Всего	5845	19100,7

1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые).

Распределительными являются газопроводы, идущие от ГРП, обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов, до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и др.).

По количеству ступеней давления системы газоснабжения населенных пунктов могут быть одноступенчатыми (низкое или среднее давление), двухступенчатыми (низкое и среднее или низкое и высокое давление), трехступенчатыми и многоступенчатыми (низкое, среднее и высокое давление). Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается наземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Для обеспечения требуемого объема газа проектом предусматривается размещение головного газорегуляторного пункта, к которому газ подводится из магистрального газопровода газораспределительной станции с давлением 0,4-0,45 МПа.

С учетом планировки села Чурапча, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

В котельных проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки. Генплан с принципиальной схемой газоснабжения – лист 1 графической части.

1.6.1 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в село проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение трех сетевых ГРП и семи ГРУ.

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, 600-800 метров, в поселке проектируются пять сетевых

газорегуляторных пункта, которые располагаются в северной, центральной и южной частях села Чурапча.

На территории села проектом предусматривается размещение газорегуляторных пунктов, в отопительных котельных для снижения давления газа проектом предлагается в каждой котельной установить газорегуляторную установку.

1.6.2 Трассировка газовых сетей в с. Чурапча

На территории населенных пунктов газопроводы прокладываются, как правило, под землей, а на территории промышленных предприятий прокладка наружных газопроводов осуществляется, как правило, надземно. Надземная и наземная прокладка допускается внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы.

Выбор трассы газопроводов производится с учетом коррозионной активности грунтов и наличия блуждающих токов, плотности застройки, экономической эффективности и т. д.

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем. Целесообразно вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

Соединение стальных труб выполняется на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения предусматриваются в местах установки запорной арматуры, горелок, контрольно-измерительных приборов, автоматики и др.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных соединений и др. Глубина

прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

Запрещается транзитная прокладка газопроводов: по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий — газопроводов всех давлений; по стенам жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления.

В котельных проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки. С учетом планировки с.Чурапча, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

При газификации с. Чурапча в центральной части прокладываются подземные газопроводы низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными по экономическим соображениям.

1.7 Распределительные сети низкого давления

Сеть низкого давления выполняется с кольцеванием основных газопроводов, в том числе связывающих источники питания (ГРП) по низкому давлению. Всю газоснабжаемую селитебную территорию делят на несколько районов. После разделения газоснабжаемой территории по районам осуществляют трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов, к которым будет присоединено большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к газопроводу. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления представлена в прило-

жении А. Схема газовой сети низкого давления – лист 2 графической части, расход газа по кварталам – таблица 7.

1.7.1 Расчетная схема распределенных сетей низкого давления, определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления

Расчет расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по методике приведенной в, расчетный расход газа, м³/ч, определяется по формуле:

$$Q_P = Q_T + 0{,}55Q_П, \tag{10}$$

где Q − расчетный расход газа на участке, м^3/ч;

Q_T − транзитный расход газа на участке, м^3/ч;

$Q_П$ − путевой расход газа на участке, м^3/ч.

Путевой расход для каждого участка, м³/ч, рассчитывается по формуле:

$$Q_П = g_{уд} \cdot l, \tag{11}$$

где $g_{уд}$ − удельный путевой расход газа на участке, м^3/ч·м;

l − длина рассчитываемого участка, мм;

Удельный путевой расход газа на участке равен сумме удельных расходов газа питающих контуров, которые обслуживает данный участок.

Удельный путевой расход газа для питающих контуров, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$g_{уд} = Q_K / l_K, \tag{12}$$

где Q_K − расход газа в питающем контуре, м^3/ч;

l_K – длина рассматриваемого контура, м.

Расчет удельных путевых расходов газа для всех питающих контуров сетей проведен по формуле (12) – таблица 11.

Таблица 11 – Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров сети

Контур, сектор, потребители	Расход газа в питающем контуре, м^3/ч	Длина питающего контура, м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м^3/ч·м
Кольцо 1	458	3600	0,1273
Кольцо 2	199	2590	0,0767
Кольцо 3	365	2730	0,1337
Кольцо 4	373	2590	0,1441
Кольцо 5	511	3760	0,1359
Кольцо 6	324	2640	0,1229
Кольцо 7	430	2920	0,1472
Кольцо 8	227	2160	0,1051
Сектор 1	93	1130	0,0825
Сектор 2	203	1890	0,1073
Сектор 3	89	1470	0,0607
Сектор 4	114	1140	0,0996
Сектор 5	183	1730	0,1055
Сектор 6	105	1080	0,0976
Сектор 7	97	1230	0,0791
Всего	3795	–	–

Расчет путевого расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления проведен по формуле (11) – таблица 12.

Таблица 12 − Расчет путевого расхода газа

Номер кольца	Номер участка	Номер	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа на участке, $м^3/ч \cdot м$	Путевой расход газа, $м^3/ч$
1К	1-2	К4	420	0,49	114,0
	2-3	К3	340	0,21	88,7
	3-4	К3	300	0,13	78,3
	4-5	К3	280	0,05	73,1
	5-6	К5	130	0,07	34,2
	6-7	К5	130	0,04	34,2
	7-8		690	0,07	87,8
	8-9		560	0,15	71,3
	9-10		570	0,22	72,6
	10-1	К4	180	0,39	48,8
2К	11-12	К5	300	0,59	63,8
	12-13	К5	350	0,52	74,4
	13-14		850	0,22	65,2
	14-15	К3	460	0,05	96,8
	15-16	К3	260	0,03	54,7
	16-11	К5	370	0,28	78,7
3К	16-5	К5	440	0,13	118,6
	2-17	К4	260	0,13	72,2
	17-24		200	0,05	26,7
	14-24		190	0,08	25,4
4К	17-18		650	0,09	93,6
	18-19		310	0,02	44,7
	19-20		610	0,04	87,9
	20-10		160	0,10	23,0
5К	13-21		710	0,18	96,5
	21-22		520	0,1	70,7
	22-23		470	0,03	63,9
	7-23		340	0,02	46,2
6К	30-31	С1	480	0,33	98,6
	31-32	С2	180	0,14	41,4
	32-33		720	0,04	88,5
	33-34		770	0,05	94,6
	34-38		340	0,11	41,8
	38-30		150	0,16	18,4
7К	40-41		310	0,29	45,6
	41-42	С3	290	0,24	60,3
	42-43	С5	460	0,15	116,3
	43-44	С7	210	0,07	47,5
	44-45		320	0,02	47,1
	45-46		360	0,02	53,0
	46-47	К8	350	0,14	88,3
	47-42	К8	500	0,25	126,2

Окончание таблицы 12

Номер кольца	Номер участка	Номер	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа на участке, $м^3/ч \cdot м$	Путевой расход газа, $м^3/ч$
7К	42-40		120	0,49	17,7
8К	46-50		390	0,02	41,0
	49-50	С2	320	0,03	68,0
	48-49	С2	460	0,12	97,7
	42-48		140	0,17	14,7
С1	31-36	С2	100	0,1	19,0
	36-38		550	0,02	45,4
С2	32-35		350	0,02	37,6
	36-37		480	0,02	51,5
С3	51-59		480	0,01	29,1
	51-52	С4	350	0,4	56,1
	52-57	С5	350	0,03	58,2
С4	51-60		470	0,02	46,8
	52-58	С6	320	0,03	63,1
С5	52-53	С6	530	0,2	107,7
	53-55	С7	390	0,04	72,0
С6	53-56		230	0,01	22,5
С7	53-54		630	0,02	49,9
Всего					3771,7

Транзитный расход газа – это расход газа, проходящий по участку газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой сети. Для определения транзитного расхода газа необходимо рассмотреть пути его движения, точки конечной доставки и определить точки распределения потоков. Расчет транзитного расхода газа начинают с конечного участка пути движения.

Транзитный расход газа, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_{Ti} = \sum (Q_{T(i+1)} + Q_{П(i+1)}), \quad (13)$$

где Q_{Ti} – транзитный расход газа рассматриваемого участка, $м^3/ч$;

$Q_{T(i+1)}$ – транзитный расход газа на следующем участке по ходу движения, $м^3/ч$;

$Q_{П(i+1)}$ – путевой расход газа на следующем участке по ходу движения, $м^3/ч$.

Расчет транзитного расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления – таблица 13.

Таблица 13 − Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, $м^3/ч$	Перечень участков для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, $м^3/ч$
1-2	114	2-3	427
2-3	89	3-4	170
3-4	78	4-5	91
4-5	73	0,2(5-6)	18
5-6	34	6-7	57
6-7	34	0,5 (7-23)	23
7-8	88	0,5 (7-23)	23
8-9	71	7-8	111
9-10	73	8-9	182
10-1	49	9-10	366
11-12	64	12-13	561
12-13	74	13-14	487
13-14	65	14-15	190
14-15	97	нет	0
15-16	55	нет	0
16-11	79	15-16	247
16-5	119	0,8 (5-6)	73
2-17	72	0,7 (17-18)	97
17-24	27	0,3 (17-18)	41
14-24	25	17-24	68
17-18	94	18-19	45
18-19	45	нет	0
19-20	88	нет	0
20-10	23	19-20	88
13-21	96	21-22	135
21-22	71	22-23	64
22-23	64	нет	0
7-23	46	нет	0
30-31	99	31-36	283
31-32	41	32-33	126
32-33	88	нет	0
33-34	95	нет	0
34-38	42	33-34	95
38-30	18	34-38	159
40-41	46	41-42	271
41-42	60	42-43	211
42-43	116	43-44	95
43-44	48	44-45	47
44-45	47	нет	0

Окончание таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, $м^3/ч$	Перечень участков для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, $м^3/ч$
45-46	53	нет	0
46-47	88	46-45	94
47-42	126	46-47	182
42-40	18	42-47	489
46-50	41	нет	0
49-50	68	нет	0
48-49	98	49-50	68
42-48	15	48-49	166
31-36	19	36-38	97
36-38	45	нет	0
32-35	38	нет	0
36-37	52	нет	0
51-59	29	нет	0
51-52	56	52-23	373
52-57	58	нет	0
51-60	47	нет	0
52-58	63	нет	0
52-53	108	53-55	144
53-55	72	нет	0
53-56	22	нет	0
53-54	50	нет	0

Определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах выполнено по формуле (10) – таблица 14.

Таблица 14 – Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, $м^3/ч$	Транзитный расход газа, $м^3/ч$	Расчетный расход газа
1-2	114	427	490
2-3	89	170	218
3-4	78	91	134
4-5	73	18	59
5-6	34	57	76
6-7	34	23	42
7-8	88	23	71
8-9	71	111	150
9-10	73	182	222
10-1	49	366	393
11-12	64	561	596
12-13	74	487	528

Окончание таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, $м^3/ч$	Транзитный расход газа, $м^3/ч$	Расчетный расход газа
13-14	65	190	226
14-15	97	0	53
15-16	55	0	30
16-11	79	247	290
16-5	119	73	138
2-17	72	97	137
17-24	27	41	56
14-24	25	68	82
17-18	94	45	96
18-19	45	0	25
19-20	88	0	48
20-10	23	88	101
13-21	96	135	188
21-22	71	64	103
22-23	64	0	35
7-23	46	0	25
30-31	99	283	338
31-32	41	126	149
32-33	88	0	49
33-34	95	0	52
34-38	42	95	118
38-30	18	159	169
40-41	46	271	296
41-42	60	211	244
42-43	116	95	159
43-44	48	47	73
44-45	47	0	26
45-46	53	0	29
46-47	88	94	143
47-42	126	182	252
42-40	18	489	499
46-50	41	0	23
49-50	68	0	37
48-49	98	68	122
42-48	15	166	174
31-36	19	97	107
36-38	45	0	25
32-35	38	0	21
36-37	52	0	28
51-59	29	0	16
51-52	56	373	404
52-57	58	0	32
51-60	47	0	26
52-58	63	0	35
52-53	108	144	204

Окончание таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, $м^3/ч$	Транзитный расход газа, $м^3/ч$	Расчетный расход газа
53-55	72	0	40
53-56	22	0	12
53-54	50	0	27

1.7.2 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления

В основе гидравлического расчета сети газопроводов лежит определение оптимальных параметров, которые гарантируют, что требуемые количества газа не пройдут с допустимыми падениями давления. Расчет основан на максимально возможном расходе газа в часах максимального потребления газа. Это учитывает почасовые затраты газа для нужд отечественных потребителей, а также индивидуальные и бытовые потребности населения. Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, принимается за концентрацию нагрузки, для сетей низкого давления учитывается равномерно распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с установкой газовых контрольных точек для каждого потребителя или небольшой группы потребителей поселения, является применимость к ним принципа вычислительных сетей с равномерно распределенными нагрузками.

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений.

$$\Delta p = \Delta p_{тр} + \Delta p_{м.с.}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (14)$$

Средняя скорость движения газа в трубе, м/с

$$\omega = \frac{V}{F}, \quad (15)$$

где V − объемный расход газа, м^3/с;

F − площадь поперечного сечения трубы, м^2.

В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа течение его может быть ламинарным, т.е. упорядоченным в виде движущихся один относительно другого слоев, и турбулентным, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой. Режим движения газа характеризуется величиной Рейнольдса.

$$R_e = \omega \cdot D / \nu, \tag{16}$$

где ω − скорость потока, м/с;

D − диаметр трубопровода, м;

ν − кинематическая вязкость, м^2/с.

Интервал перехода ламинарного движения в турбулентное называется критическим и характеризуется Re = 2000−4000. При Re < 2000 течение ламинарное, а при Re > 4000 – турбулентное.

Практически в распределительных газопроводах преобладает турбулентное движение газа. Лишь в газопроводах малого диаметра, например: во внутридомовых, при небольших расходах газ течет ламинарно. Течение газа по подземным газопроводам считают изотермическим процессом, так как температура грунта вокруг газопровода за короткое время протекания газа изменяется мало.

Различают гидравлический расчет сетей низкого давления и среднего давления.

При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле:

$$P_н^2 - P_к^2 = \frac{P_o}{81 \cdot \pi} \lambda \frac{V^2}{\mathrm{d}^5} \rho_0 \cdot l = 1{,}2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (17)$$

где $P_н$ *и* $P_к$ – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа;

l – длина газопровода, м;

V – расход газа при нормальных условиях, м^3/ч;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3;

$P_0 = 0{,}101325$ МПа;

d – внутренний диаметр газопровода, см.

Для сетей низкого давления потери:

$$P_н^2 - P_к^2 = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \lambda \frac{V^2}{\mathrm{d}^5} \rho_0 \cdot l = 626{,}1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l, \quad (18)$$

где $P_н$ – давление в начале газопровода, Па;

$P_к$ – давление в конце газопровода, Па.

При выполнении гидравлического расчета газопроводов расчетный внутренний диаметр газопровода, см, можно предварительно определить по формуле

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_o^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (19)$$

где $d_р$ – расчетный внутренний диаметр, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети. Для низкого давления $A = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} = 626$, для сети среднего давления, $A = \frac{P_o}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2}$ откуда P_0 = 0,101325 МПа;

P_m – усредненное абсолютное давление газа в сети, МПа;

B, m, n - коэффициенты, зависящие от материала газопровода. Для стальных труб B = 0,022, m = 2, n = 5, для полиэтиленовых B = 0,0446, m = 1,75, n = 4,75;

Q_0 – расчетный расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях;

$\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления (Па/м – для сетей низкого давления, МПа/м – для сетей среднего давления), определяемые по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1{,}1 \cdot L}, \tag{20}$$

где $\Delta P_{доп}$ – допустимые потери давления (Па – для сетей низкого давления, МПа – для сетей среднего давлений);

L – расстояние до самой удаленной точки, м.

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший меньший – для полиэтиленовых и ближайший больший – для стальных газопроводов.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуется величиной Рейнольдса.

$$R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} = 0{,}0354 \frac{V}{d \cdot \nu}, \tag{21}$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м^2/с, при нормальных условиях;

d – внутренний диаметр трубопровода, см;

V – расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию:

$$R_e\left(\frac{n}{d}\right) < 23, \tag{22}$$

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных 0,01 см, для бывших в эксплуата-

ции стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см, для медных труб – 0,001 см.

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ:

для ламинарного режима движения газа при $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{R_e} \tag{23}$$

для критического режима движения газа при Re = 2000 – 4000

$$\lambda = 0{,}0025 \cdot R_e^{0{,}333} \tag{24}$$

При Re > 4000 в зависимости от выполнения условия (22):

для гидравлически гладкой стенки (неравенство (22) справедливо):

при 4000 < Re <100000

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}} \tag{25}$$

при Re > 100000

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}82 \cdot \lg \mathrm{Re} - 1{,}64)^2} \tag{26}$$

для шероховатых стенок (неравенство (22) несправедливо) при Re > 4000

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{n}{d} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25} \tag{27}$$

Таким образом, при проведении гидравлических расчетов газораспределительной сети учитывается материал газопровода, а также процесс старения трубы, который выражается в увеличении шероховатости и зарастании стальных труб и неизменности шероховатости в процессе эксплуатации и ползучести полиэтиленовых труб. Ползучесть полиэтиленовой трубы выражается в увеличении внутреннего диаметра на 5% в процессе эксплуатации под воздействием внутреннего давления в результате уменьшения толщины стенки трубы. Гидравлический расчет распределительной газовой сети низкого давления – приложение Б. Гидравлический расчет тупиковых ответвлений – таблица 15.

Таблица 15 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	l, м	d_n x s, мм	D мм	Q_P, м^3/ч	λ	ΔP, Па
31-36	100	89x5	79	107	0,0263	570
36-38	550	76x5	66	25	0,0322	509
32-35	350	70x5	60	21	0,0329	365
36-37	480	76x5	66	28	0,0312	554
51-59	480	70x5	60	16	0,0351	321
51-52	350	194x8	178	404	0,0226	417
52-57	350	76x5	66	32	0,0302	500
51-60	470	76x5	66	26	0,0319	459
52-58	320	76x5	66	35	0,0296	527
52-53	530	159x5	149	204	0,0233	403
53-55	390	89x5	79	40	0,0300	344
53-56	230	60x5	50	12	0,0358	232
53-54	630	89x5	79	27	0,0329	292

1.8 Распределительные сети среднего давления

Для снижения давления газа поступающего в поселок из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.

Для подвода газа в котельную, а также к кольцевым сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в поселке, в работе запроектирован тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень – таблица 16.

В таблице 16 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

Таблица 16 – Перечень потребителей присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, $м^3/ч$	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
Котельная А	746	10
Котельная Б	249	10
Котельная В	497	10
Котельная Г	559	10
ГРП №1	956	5
ГРП №2	950	5
ГРП №3	561	5
ГРП №4	826	5
ГРП №5	501	5

1.8.1 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике. Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа. Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 2 графической части.

Диаметры участков определяется в зависимости от газа, проходящего по участку, и располагаемого перепада квадрата давления на участке, $кПа^2/м$, которое определяется по формуле

$$\Delta P_{уч} = (p^2_{Н.уч} - p^2_К)100/1{,}1l_{ОТВ}, \quad (28)$$

где $p_{Н.УЧ}$ – давление газа перед в начале участка, кПа;

$p_{К.}$ – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, кПа;

$l_{ОТВ}$ – длина участка, м.

Расчет распределительной газовой сети среднего давления сводится к определению давления газа в конце ответвления, которое должно удовлетворять условие

$$p_{К.УЧ} > p_{К}, \tag{29}$$

где $p_{К.УЧ}$ – давление газа в конце участка, кПа;

$p_{К.}$ – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, кПа.

Давление газа в конце ответвления, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{К.УЧ} = \sqrt{p^2_{Н.УЧ} - (p^2_{Н} - p^2_{К})_{УЧ}} \tag{30}$$

где $p_{Н.УЧ}$ –давление газа в начале участка, кПа;

$\left(p^2_{Н} - p^2_{К}\right)_{УЧ}$ – потери квадрата давления газа на участке, кПа^2.

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{Н.УЧ} = \sqrt{p^2_{Н} - \sum \Delta P_{С}}, \tag{31}$$

где $p_{Н}$ – начальное давление газа после головного ГРП, кПа;

$\sum \Delta P_{С}$ – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа^2.

Потери квадрата давления на участке определяются по формуле

$$(p_H^2 - p_K^2)_{уч} = 1{,}1 \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{l} \cdot 100 \cdot l_{уч} / 100 \qquad (32)$$

где $\frac{p_H^2 - p_K^2}{l}100$ − потери квадрата давления на 100 метров длины участка, кПа^2;

$l_{уч}$ – длина рассчитываемого участка, м.

Потери квадрата давления на 100 метров длины участка определяются по формуле

$$\frac{p_H^2 - p_K^2}{l}100 = 0{,}10585 \cdot 10^9 \left(\frac{0{,}01}{d_{уч}} + \frac{0{,}0275 d_{уч}}{Q_{уч}} \right)^{0{,}25} \frac{Q_{уч}^2}{d_{уч}^5}, \qquad (33)$$

где $d_{уч}$ – диаметр участка, мм;

$Q_{уч}$ – расход газа на участке, м^3/ч.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 17.

Таблица 17 − Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления

Номер участка	Расход газа на участке, $Q_{у_{ав}}$, м^3/ч	Длина участка, $l_{отв}$,м	Диаметр участка, d_n x s, мм	Коэффициент гидравлического трения λ	Перепад квадрата давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)_у$, кПа^2	Начальное давление газа, $p_{н.отв}$, МПа	Конечное давление газа, $p_{к.отв}$, МПа
ГРС-1	5845	200	219x8	0,0171	0,0040	0,280	0,273
1-2	4889	600	219x8	0,0173	0,0084	0,273	0,257
2-3	4392	50	152x5	0,0185	0,0036	0,257	0,250
3-4	3831	600	152x5	0,0185	0,0331	0,250	0,171
4-5	2837	860	152x5	0,0187	0,0263	0,171	0,055
5-6	1887	60	152x5	0,0191	0,0008	0,055	0,047
6-7	1328	60	152x5	0,0196	0,0004	0,047	0,042
4-8	994	300	152x5	0,0200	0,0012	0,171	0,168
1-ГРП №1	956	700	89x5	0,0216	0,0527	0,273	0,148

Окончание таблицы 17

Номер участка	Расход газа на участке, $Q_{У_{АВ}}$, м^3/ч	Длина участка, $l_{ОТВ}$,м	Диаметр участка, d_n x s, мм	Коэффициент гидравлического трения λ	Перепад квадрата давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)_У$, кПа^2	Начальное давление газа, $p_{Н.ОТВ}$, МПа	Конечное давление газа, $p_{К.ОТВ}$, МПа
2-В	497	120	60х5	0,0240	0,0267	0,257	0,198
3-ГРП №3	561	50	60х5	0,0239	0,0141	0,250	0,220
5-ГРП №2	950	320	152х5	0,0201	0,0012	0,055	0,043
6-Г	559	400	152х5	0,0213	0,0005	0,047	0,040
7-ГРП №4	826	40	102х5	0,0213	0,0010	0,042	0,027
7-ГРП №5	501	840	152х5	0,0216	0,0009	0,042	0,029
8-А	746	300	89х5	0,0219	0,0139	0,171	0,124
8-Б	249	40	60х5	0,0247	0,0023	0,171	0,164

Конечное давление в ответвлении на всех участках больше чем давление газа для нормальной работы потребителей, условие $Р_{К.ОТВ.} > 50$ кПа выполняется.

1.9 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок

Для снижения давления газа поступающего в поселок из магистрального газопровода, проектируется газорегуляторная станция.

С учетом планировки с. Чурапча, из условия оптимального расстояния действия Газорегуляторного пункта (ГРП 600-800 метров, в микрорайоне проектируются пять сетевых газорегуляторных пункта.

В зависимости от величины давления газа на вводе в ГРП их разделяют на газорегуляторный пункт среднего давления с давлением газа до 0,3 МПа и газорегуляторный пункт высокого давления с давлением газа более 0,3 до 1,2 МПа избыточных.

Газорегуляторный пункт могут быть сетевыми, питающими распределительную сеть низкого и среднего давлений, и объектовыми, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунально-бытовым потребителям. ГРП следует размещать в отдельно стоящих зданиях или в шкафах. ГРП располагают в садах, скверах, внутри жилых кварталов, во дворах, на территории промышленных и коммунальных

предприятий. ГРП, располагаемые в шкафах, устанавливают на отдельных несгораемых опорах. Шкафы следует располагать на высоте, удобной для обслуживания и ремонта. Расстояние от шкафа до окна или двери должно быть не менее 3 м при условии, что давление газа не более 0,3 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

ГРП следует располагать в светлых и несгораемых одноэтажных помещениях с покрытиями, легко сбрасываемыми при действии взрывной волны с массой на 1 $м^2$ не более 120 кг. В случае применения трудно-сбрасываемых покрытий общая площадь оконных, дверных проемов и световых фонарей принимается не менее 500 см на 1 $м^3$ внутреннего объема помещения. Двери помещений должны открываться наружу. Вопрос об отоплении ГРП решают в зависимости от климатических условий, влажности газа и конструкции применяемого оборудования. В отапливаемых помещениях ГРП температуру воздуха следует поддерживать не менее 5°С. Отопление может быть паровым, водяным или от индивидуальной отопительной установки. Здание ГРП оборудуют естественной вентиляцией, обеспечивающей трехкратный воздухообмен. Вытяжку осуществляют с помощью дефлектора, а приточный воздух поступает через жалюзийную решетку. Помещение ГРП должно иметь естественное освещение. Электрическое освещение ГРП может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в обычном исполнении. Если расстояние от ГРП до ближайшего здания больше высоты этого здания, то ГРП оборудуют молниеотводами. При размещении ГРП в шкафу, его следует изготовлять из несгораемых материалов, а в нижней и верхней частях устраивать отверстия для вентиляции. На вводе газопровода в ГРП и на выводах из него должны быть установлены отключающие устройства на расстоянии не менее 5 и не более 100м. Оборудование сетевых газорегуляторных пунктов состоит из следующих основных узлов и элементов: узла регулирования давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительного сбросного клапана, комплекта контрольно-измерительных приборов, продувочных линий. В качестве отключающих устройств при диаметрах до 100 мм используют пробковые краны со смазкой (КСР), при больших диаметрах −

клиновые стальные задвижки (3КЛ2). Для очистки газа на ГРП устанавливают волосяные или сетчатые фильтры.

Выходное давление из ГРП контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК - только верхний. ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым. Сброс газа в атмосферу следует осуществлять в том случае, если регулятор давления работает нормально, но при закрытии клапан не обеспечивает герметичности отключения (вследствие засорения клапана, износа и пр.). Если протечка через неплотно закрытый клапан будет превосходить потребление газа, то выходное давление будет расти. Для предотвращения роста давления избыток газа необходимо сбросить в атмосферу. Такие ситуации обычно бывают кратковременными (в ночное время), а количество сбрасываемого газа незначительным. Срабатывание клапана ПСК при указанных обстоятельствах предотвращает закрытие предохранительного клапана и нарушение нормального газоснабжения потребителей.

Если же отказал регулятор давления, клапан ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то такая ситуация является аварийной. В этом случае срабатывает клапан ПЗК, который перекроет газопровод перед регулятором и прекратит подачу газа потребителям. Клапан ПЗК сработает также при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на газопроводе. По устранении причин отключения газа его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь пустить газ может только обслуживающий персонал, что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 10%. При низком выходном давлении разность между давлениями настройки клапана и регулируемым давлением должна быть не менее 500 Па. Расчетную величину сброса газа через клапан ПСК при наличии в ГРП клапана ПЗК или при установке после ГРП у потребителей дополнительных регулирующих устройств принимают в 10% пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования в ГРП. В иных случаях величину сброса газа принимают

не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов ГРП за вычетом минимального потребления газа.

Импульсы для клапанов ПЗК, ПСК и регулятора давления следует отбирать из газопровода после ГРП в месте, где поток газа стабилизировался.

Для контроля конечного, среднего и высокого давления применяют предохранительные пружинные клапаны ППК-4-50-16. Контролируемое давление в них подают непосредственно под золотник, который к седлу клапана прижимается пружиной. Если сила давления на золотник окажется больше усилия пружины, то клапан откроется и сбросит газ. Клапаны ППК-4-50-16 настраивают на давление от 0,05 до 2,2 МПа.

Для продувки газопровода до ГРП, газопроводов и оборудования ГРП, а также сброса газа при ремонтах и замене оборудования ГРП предусматривают специальные продувочные газопроводы, которые выводят наружу в безопасные места для окружающих зданий и сооружений, но не менее чем на 1 м выше карниза здания ГРП. Таким же требованиям подчиняются и сбросные газопроводы (свечи) от ПСК. Продувочные газопроводы одного давления можно объединить в общую свечу. Диаметр свечи должен быть не менее 19 мм

Сетевые ГРП обычно подают газ в закольцованную распределительную сеть, поэтому точные границы зоны действия каждого ГРП практически установить невозможно. Кроме того, они изменяются в зависимости от режима потребления газа, поэтому потребители, расположенные на границах зон, могут получать газ в зависимости от режима то от одного, то от другого ГРП. В связи с этим каждый газорегуляторный пункт не имеет точно определенных потребителей, и, следовательно, нет смысла учитывать расход газа в каждом ГРП. Их не оборудуют узлами измерения расхода газа.

Однако, на сетевых ГРП, подающих газ в отдельный изолированный район, может оказаться целесообразной установка приборов для измерения расхода газа. Регулярный учет расхода газа позволит вести дальнейшее изучение режимов потребления, режимов газовых сетей, а также уточнять нормы потребления и коэффициенты неравномерности потребления газа.

Компоновка оборудования ГРП и ГРУ должна быть удобна для монтажа, ремонта и осмотра оборудования. Расстояние в свету между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 400 мм, а ширину основного прохода в помещение не менее 0,8 м. Прокладывать газопроводы в каналах пола не рекомендуется.

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 18.

Таблица 18 − Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, $м^3/ч$
Котельная А	124	10	746
Котельная Б	164	10	249
Котельная В	198	10	497
Котельная Г	40	10	559
ГРП №1	148	5	956
ГРП №2	43	5	950
ГРП №3	220	5	561
ГРП №4	27	5	826
ГРП №5	29	5	501

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем следующие газорегуляторные пункты:

− Котельная А - газорегуляторная установка котельной с регулятором давления РД-50М;

− Котельная Б - газорегуляторная установка котельной с регулятором давления РД-50М;

− Котельная В − газорегуляторная установка котельной с регулятором давления РД-50М;

− Котельная Г − газорегуляторная установка котельной с регулятором давления РДУК-2В-100/50;

– ГРП №1 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

– ГРП №2 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100/70;

– ГРП №3 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

– ГРП №4 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100/70;

– ГРП №5 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/50;

Для бесперебойного снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене, ремонте или осмотре оборудования узла регулирования предусматривают обводной газопровод (байпас). В указанных случаях регулирующую линию отключают, а газ подают по байпасу с ручным регулированием давления. Диаметр обводной линии должен обеспечить максимальный пропуск газа при минимальном входном давлении и нормальном выходном. У ГРП диаметр обводного газопровода принят равным большему стандартному диаметру, следующему после диаметра седла клапана. Освещение здания естественное (через окна) и искусственное (электрическое во взрывобезопасном исполнении). Здание отапливают от близрасположенных тепловых сетей котельной базы. Температуру в помещении поддерживают не ниже 5 °С и контролируют комнатным термометром. Вентиляция естественная, обеспечивает трехкратный обмен воздуха.

Для поглощения шума, возникающего при редуцировании давления газа, газопроводы покрывают специальной шумовиброизолирующей пастой или изолируют антикоррозионной битумно-резиновой изоляцией толщиной 20 мм. Участки газопровода, под которые устанавливают опоры, должны иметь прокладки из войлока, пропитанного битумом. Технологическую нитку редуцирования располагают на высоте 0,7 м от пола на опорах, которые устанавливают под газопроводом. Фильтр смонтирован на собственных опорах. Импульсные трубопроводы прокладывают на высоте не более 2 м под окнами и крепят к стенам при помощи

крючков. При прохождении через стены трубы размещают в футлярах, а отверстия между футляром и стеной тщательно заделывают цементным раствором.

На импульсных и сбросных газопроводах располагают краны и вентили. Краны, установленные на импульсных линиях к предохранительным устройствам, должны быть запломбированы в открытом положении. Приборы для измерения и записи входного и выходного давления располагают на специальном щите, который устанавливают на опорах в помещении ГРП. Входное давление измеряют показывающим манометром ОБМ класса точности 1,5 и записывают самопишущим манометром МТС-710 ч.

Схема сетевого газорегуляторного пункта с регулятором давления РД-50М, предназначенного для редуцирования давления газа с высокого до среднего или низкого давления – листы 4 и 5 графической части.

В зависимости от климатических условий и влажности газа решают вопрос о применении шкафов с отоплением или без него. ГРП оборудуют предохранительными клапанами, сетчатым фильтром и обводной линией. Входное давление измеряют манометром. Для измерения выходного давления предусмотрен трехходовой кран с пробкой, к которому присоединяют манометр.

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике изложенной - с.332-336 [6].

Регулятор давления РДУК-2В-100/70 стабильно работает с коэффициентом загрузки $K_З$=10÷80%, который определяется по формуле

$$K_з = \frac{Q_P}{Q_{\max}} 100, \qquad (34)$$

где Q_P – расчетная пропускная способность регулятора, м^3/ч;

$Q_{\max}$ – максимальная пропускная способность регулятора, м^3/ч.

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2, м^3/ч, определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1{,}595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_Г}}, \qquad (35)$$

где f – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см^2;

φ – коэффициент зависящий от отношения p_2/p_1 и определяемый по графику;

K – коэффициент расхода;

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

$\rho_Г$ – плотность газа, кг/м^3.

Газорегуляторная установка котельной А

Требуемая пропускная способность ГРУ – 746 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 124 кПа, абсолютное давление газа на входе 226 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=226 кПа и Q=746 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =480 м^3/ч (интерполяция).

Регуляторы давления РД-50М стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_З$=10÷80%, который определяется по формуле

$$K_з = \frac{Q}{Q_p} 100, \qquad (36)$$

где Q – требуемая пропускная способность регулятора, м^3/ч;

Q_P − расчетная пропускная способность регулятора, м^3/ч.

На выбор регулятора давления РД-50М влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое истечение газа (p_2/p_1>0,5), а при определенном перепаде наступает критическое истечение газа (p_2/p_1 <0,5), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа, p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РД-50М, м^3/ч, определяется по формулам

при (p_2/p_1>0,5)

$$Q_P = 0{,}031 Q_П \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_Г}}, \qquad (37)$$

при (p_2/p_1 <0,5)

$$Q_P = 0{,}0157 Q_П \frac{p_1}{\sqrt{\rho_Г}}, \qquad (38)$$

При p_2/p_1=111,3/226=0,494

$$Q_P = 0{,}0157 \cdot 480 \frac{226}{\sqrt{0{,}839}} = 1854 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_э = \frac{746}{1854} 100 = 40{,}23\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка котельной Б

Требуемая пропускная способность ГРУ – 249 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 164 кПа, абсолютное давление газа на входе 266 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=266 кПа и Q=249 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =105 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=111,3/266=0,419

$$Q_P = 0{,}0157 \cdot 105 \frac{266}{\sqrt{0{,}839}} = 479 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_з = \frac{249}{479} 100 = 51{,}86\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка котельной В

Требуемая пропускная способность ГРУ –497 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 198 кПа, абсолютное давление газа на входе 300 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=300 кПа и Q=497 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла

клапана 10 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =225 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=111,3/300=0,372

$$Q_P = 0{,}0157 \cdot 225 \frac{300}{\sqrt{0{,}839}} = 1154 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_з = \frac{497}{1154} 100 = 43{,}07\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка котельной Г

Требуемая пропускная способность ГРУ –559 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 40 кПа, абсолютное давление газа на входе 141 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=141 кПа и Q=559 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РДУК-2В-100/50, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =337 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=111,3/142=0,785

$$Q_{\max} = 1{,}595 \cdot 19{,}6 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}42 \cdot 141 \cdot \sqrt{\frac{1}{0{,}839}} = 1011 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/50 составляет

$$K_з = \frac{559}{1011} 100 = 55{,}30\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/50 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/50.

ГРП №1

Требуемая пропускная способность ГРП – 956 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 148 кПа, абсолютное давление газа на входе 249 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=249 кПа и Q=956 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =523 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=106,3/249=0,427

$$Q_P = 0{,}0157 \cdot 523 \frac{243}{\sqrt{0{,}839}} = 2231 \text{м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_з = \frac{956}{2231} 100 = 42{,}85\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №2

Требуемая пропускная способность ГРП – 950 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 42 кПа, абсолютное давление газа на входе 143 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=143 кПа и Q=950 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РДУК-2Н-100/70, диамет-

ром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =340 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=106,3/143=0,74

$$Q_{max} = 1{,}595 \cdot 38{,}4 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}40 \cdot 143 \cdot \sqrt{\frac{1}{0{,}839}} = 1918 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 составляет

$$К_з = \frac{950}{1918} 100 = 49{,}53\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100/70.

ГРП №3

Требуемая пропускная способность ГРП – 560 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 220 кПа, абсолютное давление газа на входе 321 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=321 кПа и Q=560 м^3/ч, используя приложение В, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =237 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=106,3/321 =0,331

$$Q_Р = 0{,}0157 \cdot 237 \frac{321}{\sqrt{0{,}839}} = 1306 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$К_з = \frac{560}{1306} 100 = 42{,}85\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №4

Требуемая пропускная способность ГРП – 823 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 26 кПа, абсолютное давление газа на входе 127 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=127 кПа и Q=823 м^3/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РДУК-2Н-100/70, диаметром седла клапана 4 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =315 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=106,3/127 =0,829

$$Q_{\max} = 1{,}595 \cdot 38{,}4 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}40 \cdot 127 \cdot \sqrt{\frac{1}{0{,}839}} = 1703 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 составляет

$$K_з = \frac{823}{1703} 100 = 48{,}33\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100/70.

ГРП №5

Требуемая пропускная способность ГРП – 505 м^3/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 57 кПа, абсолютное давление газа на входе 158 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Плотность газа – 0,839 кг/м^3.

При давлении газа до регулятора p_1=158 кПа и Q=505 м^3/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РДУК-2В-100/50, диаметром седла клапана 4 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_П$ =318 м^3/ч (интерполяция).

При p_2/p_1=106,3/158 =0,817

$$Q_{\max} = 1{,}595 \cdot 19{,}6 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}42 \cdot 158 \cdot \sqrt{\frac{1}{0{,}839}} = 1135 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/50 составляет

$$K_з = \frac{505}{1135} 100 = 44{,}51\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/50 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/50.

1.10 Расчет неравномерности потребления газа

Все потребители: бытовые, коммунальные, общественные и промышленные - потребляют газ неравномерно. Потребление газа варьируется в зависимости от месяцев года, дней недели, календарных дней, а также от часа дня. В зависимости от периода, в течение которого потребление считается постоянным, различают:

1) сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года;

2) суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;

3) часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток или часам года. Режим расхода газа населенного пункта зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерное потребление газа определенными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, образом жизни населения, режимом функционирования предприятий и учреждений, а также характеристиками газового оборудования зданий и промышленных цехов. В боль-

шинстве случаев теоретическое рассмотрение влияния отдельных факторов на неравномерность потребления невозможно. Наиболее надежным способом является накопление и систематизация экспериментальных данных в течение длительного периода времени. Только с достаточным количеством экспериментального материала мы можем говорить о достоверной информации о режимах потребления.

Неравномерность потребления оказывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и пропускной способности магистральных газопроводов, что превышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей-регуляторов, а следовательно, и к дополнительным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

Общие годовые графики потребления газа по городам и экономическим регионам являются основой для планирования добычи газа, а также для выбора и обоснования мер, обеспечивающих регулирование неравномерного потребления газа. Решение проблемы неравномерного потребления позволяет обеспечить надежность поставок газа и повысить экономическую эффективность систем газоснабжения.

Знание годовых графиков потребления газа имеет большое значение для функционирования городских систем газоснабжения, поскольку оно позволяет ежемесячно планировать спрос на газ, определять необходимую мощность городских регуляторов, планировать реконструкции и ремонтные работы на газовых сетях и их структур. Используя отказы от потребления газа, чтобы отрезать отдельные участки газопровода и газовые контрольные точки для ремонта, он может быть выполнен без нарушения поставок газа потребителям.

Основное влияние на режим потребления домашних хозяйств оказывают климатические условия. Снижение температуры наружного воздуха приводит к увеличению потребления газа. Это связано с тем, что в зимние месяцы температу-

ра водопроводной воды значительно снижается, и при ее нагревании выделяется больше тепла. В настоящее время доказано, что основным параметром снижения потребления любых природных ресурсов, в том числе и газа, является энергоэффективность зданий и выбранных потребителями и поставщиками современных энергосберегающих технологий. Режим потребления по месяцам года для домашних нужд (в квартирах), для учреждений государственной службы показан в таблице 19.

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен населенный пункт или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой. Отопительную нагрузку, Вт, рассчитывают по формуле (39)

$$Q = C(t_в - t_н)n, \tag{39}$$

где Q − количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода n;

C − постоянная величина;

$t_в$ − внутренняя температура;

$t_н$ − наружная температура, средняя для периода n;

n − число часов или суток стояния температуры $t_н$.

Внутреннюю температуру принимают постоянной и равной 18-20^{o}C.

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений (СП 131.13330.2012). Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитывают по формуле (40) и занесены в таблицу(19)

$$q_м = \frac{(t_в - t_{срм}) \cdot n_м}{(t_в - t_{срм}) \cdot n_м} \cdot 100, \tag{40}$$

где $t_{срм}$ – среднемесячные температуры,

$n_м$ – число отопительных дней в месяце.

Таблица 19 – Расход газа по месяцам года, тыс.м^3/мес

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная А	467	385	321	196	43	0	0	0	49	215	359	451
Котельная Б	163	135	112	69	15	0	0	0	17	75	126	158
Котельная В	280	231	193	118	26	0	0	0	29	129	215	271
Котельная Г	350	289	241	147	33	0	0	0	37	161	269	338
Хлебозавод	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Население КБП	258,8	241,2	251,2	233,6	216,0	175,9	125,6	130,6	175,9	218,6	236,1	248,7
Население ОВ	1854	1528	1275	780	173	0	0	0	194	852	1424	1791
Итого	467	385	321	196	43	0	0	0	49	215	359	451

Газовые сети населенных пунктов рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок, расчета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика.

Глава 2. Технология возведения инженерных систем

2.1 Подготовительные работы

Строительство газопроводов начинается после получения монтажной организацией от заказчика утвержденной проектно – сметной документации, а также от специализированной организации необходимо получить схему и акт на произведенные геодезические работы, разрешение на производство работ с указанием сроков выполнения работ, должности и фамилии лица ответственного за производство работ.

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Раз-

бивка заключается в закреплении на местности контуров трассы деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках.

До начала производства работ генподрядчик вызывает на место представителей соответствующих подземных коммуникаций, в местах пересечений делают подкопки вручную, кабели закрываются и подвешиваются.

К подготовительным работам относят: электропитание, освещение, обеспечение водоснабжением, канализацией, бытовками, питьевой водой и санузлами. В случае строительства домов с газоснабжением требуется ограждения, ограничители скорости, средства пожаротушения, козырьки над входами на ширину падения груза.

Земляные работы по рытью траншей должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Срезка растительного слоя производится бульдозером ДЗ-101А на базе трактора Т-4АП1. Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой ЭО 2621А. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100 мм.

Трубы, запорную арматуру поставляют с ЦЗМ или заводов согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

2.2 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы- трубы стальные бесшовные ГОСТ 32.62.75.

Трубы соединяют на сварке. Резьбовые соединения применяют для установки запорной арматуры и газовых плит. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные части применяют из ковкого чугуна и спокойной стали.

Для уплотнения резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовыми белилами (суриком), или уплотняют лентой фум. При сварке применяют электроды. Для сниженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, которые устанавливаются таким образом, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

2.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При пневматическом испытании P=0.01 МПа применяют жидкостные V-образные манометры. При большем

давлении можно использовать V- образные ртутные и пружинные манометры. Испытания проводят при отключенном оборудовании. В жилых зданиях газопровод низкого давления испытывают воздухом на прочность P=0.01 МПа. При снабжении сжиженным газом испытательное давление равно 5 кПа с подключенными приборами. Газопровод считают выдержавший испытание на плотность, если падение давления в нем в течении 5 мин не превышает 200 Па. Испытание внутренних газопроводов на плотность проводят после выравнивания температуры внутри газопровода и окружающей среды.

Пуск газа в газовую сеть осуществляется эксплуатирующей организацией в присутствии представителя монтажной организации.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

2.4 Монтаж подземного газопровода

2.4.1 Подготовительные работы

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории населенного пункта. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Разбивка трассы газопровода

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

1) нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;

2) вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;

3) разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

2.4.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

Трубы, запорную арматуру поставляют с ЦЗМ или заводов согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора , отдельных предметов и др.);

2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;

3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

2.4.3 Монтаж трубопроводов

Перед монтажом и укладкой должка быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов 15-20м опускают в траншею, укладывая плеть по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный поопера-

ционный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

2.5 Предварительное испытание газопровода

Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Изоляция газопроводов

Изоляция предназначена защищать газопроводы от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска, готовят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, затем горячую мастику 170-180°С наносят слоем 3 мм на трубу и обертывают армирующей лентой, например, бризолом. Толщина изоляции соответствует типу. Если трубы изолированы липкими полимерными лентами, то и стыки изолируют ими же.

2.6 Окончательное испытание газопроводов

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0.1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше

0.1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1.5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ Ш-29-76 "Правила производства и приемке работ".

2.7 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером с последующим уплотнением грунта тактами, затем идет восстановление растительного слоя.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и согласно СНиП 02. 04-96 "Газоснабжение".

2.8 Колодцы

Для удобства эксплуатации отключающей и компенсирующей арматуры на подземных газопроводах, сооружают колодцы мелкого и глубокого заложения. Колодцы выполняют из сборного железобетона или красного кирпича. Перекрытие колодцев, как правило, выполняют съемными для возможности производства в колодцах огневых работ. Колодцы должны быть водонепроницаемы с хорошей изоляцией днища и стенок. При сооружении колодцев во влажных грунтах снаружи стенок делают глиняный замок, а внутри – гидроизоляцию битумом, церезином, жидким стеклом и др. Места прохода газопровода через стены колодца тщательно уплотняют. Газопровод на переходе через стены прокладывают в футляре, который заделывают смоляным канатом и концы заливают битумом. При сооружении колодцев расстояния от стенок и днища колодца до арматуры должны обеспечивать свободное пользование различными инструментами. Люки колодцев на проезжей части дорог размещают на уровне дорожного покрытия, а в полевых условиях – выше уровня земли с устройством вокруг люков отмостки шириной 1 м. В колодцах глубокого заложения необходимо предусматривать устройство скоб для спуска в колодец и выхода из него. Есть еще такое понятие

как ковер. Коверы предназначены для защиты от механических повреждений дренажных трубок конденсатосборников, гидрозатворов, контактных головок контрольных проводников и контрольных трубок. Ковер – это чугунный или стальной колпак с крышкой. Устанавливают коверы на железобетонные основания, обеспечивающие их устойчивость и исключающие просадку. Крышку ковера на проезжей части дороги устанавливают заподлицо с дорожным покрытием так, чтобы она открывалась против движения транспорта. Для быстрого нахождения коверов, люков колодцев и трасс подземных газопроводов устраивают настенные знаки или реперы с указанием конкретных расстояний от знака (репера) до сооружения на газопроводе.

2.9 Уплотнение грунта

Грунт уплотняется с целью увеличения его несущей способности и снижения водопроницаемости. Наибольшая плотность грунта с наименьшими затратами труда достигается при определенной для данного грунта влажности (оптимальной). Поэтому сухие грунты должны увлажняться, а переувлажненные – осушаться. Разравнивание и увлажнение грунта являются подготовительными процессами и выполняются непосредственно перед уплотнением грунта.

Уплотнение грунта ведется пневмокатком статического действия. Разравнивание производится горизонтальными слоями толщиной от 0,2 до 0,4 м при продольном ходе бульдозера. Распределение грунта производят от краев насыпи к ее середине с перекрытием предыдущего прохода на 0,3 м. Требуемую плотность грунта получают за несколько проходов катков по одному месту (от 6 до 8 проходов).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе было рассмотрена комплексная газоснабжение с.Чурапча Чурапчинского улус (района) Республики Саха (Якутия), где расход газа составляет 19,100 млн.м^3/год.

Расчеты велись на основании расчетных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

Расчеты выполнены с соблюдением норм и правил современного проектирования, учтены требования энергоснабжающих мероприятий.

В процессе исполнения работы были рассчитаны объемы потребления газа; разработана двухступенчатая система газоснабжения, которая включает в себя сеть среднего давления и тупиковую сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с оптимальной погрешностью.

В своей работе пытался изложить весь процесс и ход газификации населенного пункта – села Чурапча. От газификации районов и сельских населенных пунктов зависит дальнейшее развитие республики, экономический эффект от реализации программы заключается в снижении затрат населения и Государственного бюджета РС(Я), в связи с замещением твердого и жидкого топлива на природный газ, потребляемого для бытовых нужд и выработки тепла. 90% экономии приходится на государственный бюджет РС(Я) – за счет снижения затрат на выработку тепловой энергии котельными (снижение на завоз топливных ресурсов).

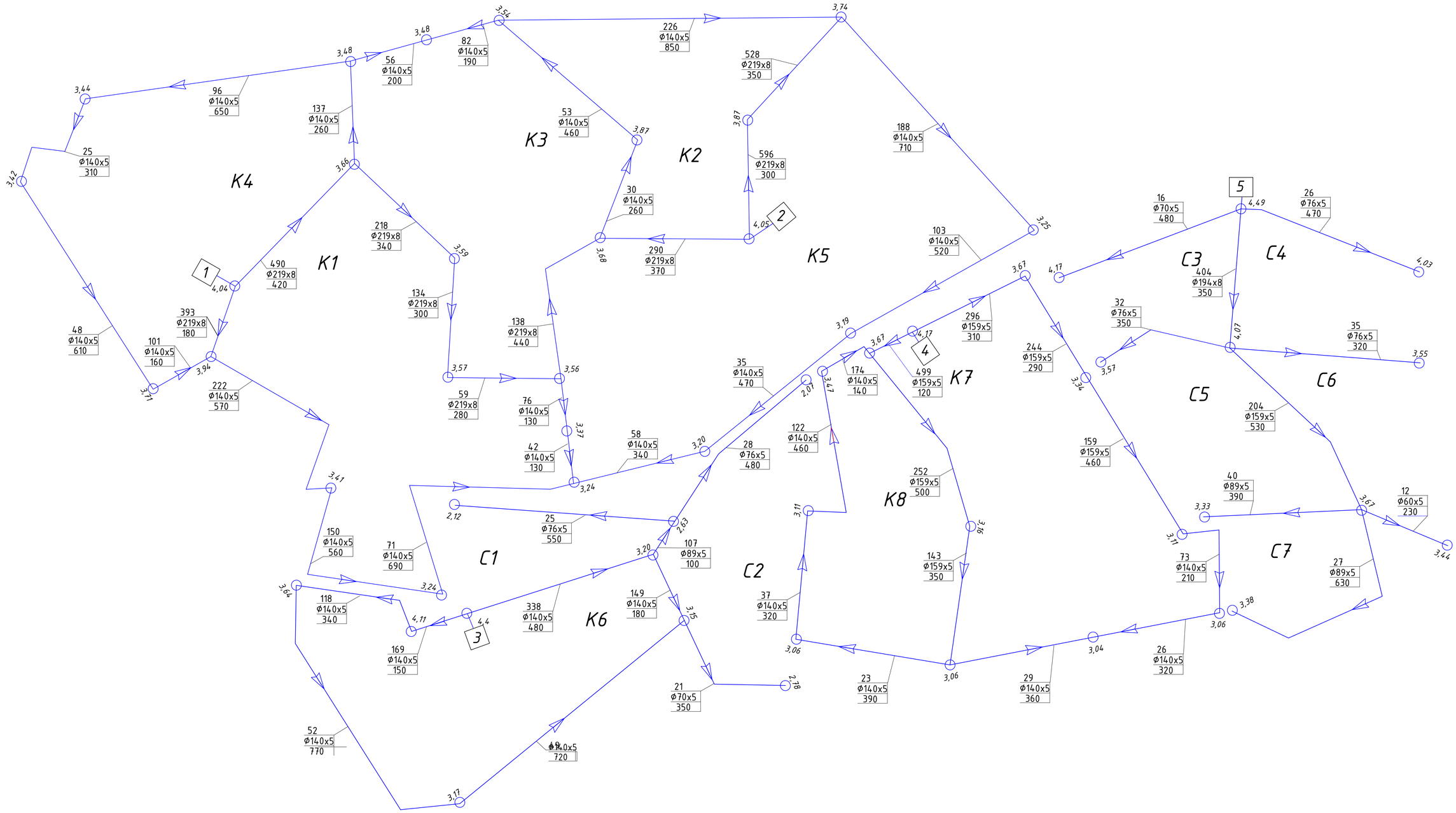
Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения села в условиях существующих тенденций развития современных энергоснабжающих технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011. - 70 с.
2. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - М.: Стройиздат, 1989. - 439 с.
3. Расчет потребления природного газа районом города: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
4. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
5. Шур, И.А. Перевод отопительных котлов на газовое топливо: учебное пособие / И.А.Шур. - Л.: Недра, 1973. - 264с.
6. Гуськов, Б.И. Газификация промышленных предприятий: учебник /Б.И. Гуськов. - М.: Стройиздат, 1982. - 368 с.
7. Гидравлический расчет газовых сетей: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
8. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.
9. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное). С-Пб. 2005г.
10. Методическое пособие по расчету выбросов от неорганизованных источников в промышленности строительных материалов, Новороссийск, 1989.
11. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20ГКАЛ в час, Москва, 1999 г.

12. Методическое указание «Монтажное проектирование систем вентиляции» Панфилов В.И. – Красноярск: КрасГАСА, 2002.
13. Организация жилищно-гражданского строительства. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1990. 495с. – (Справочник строителя).

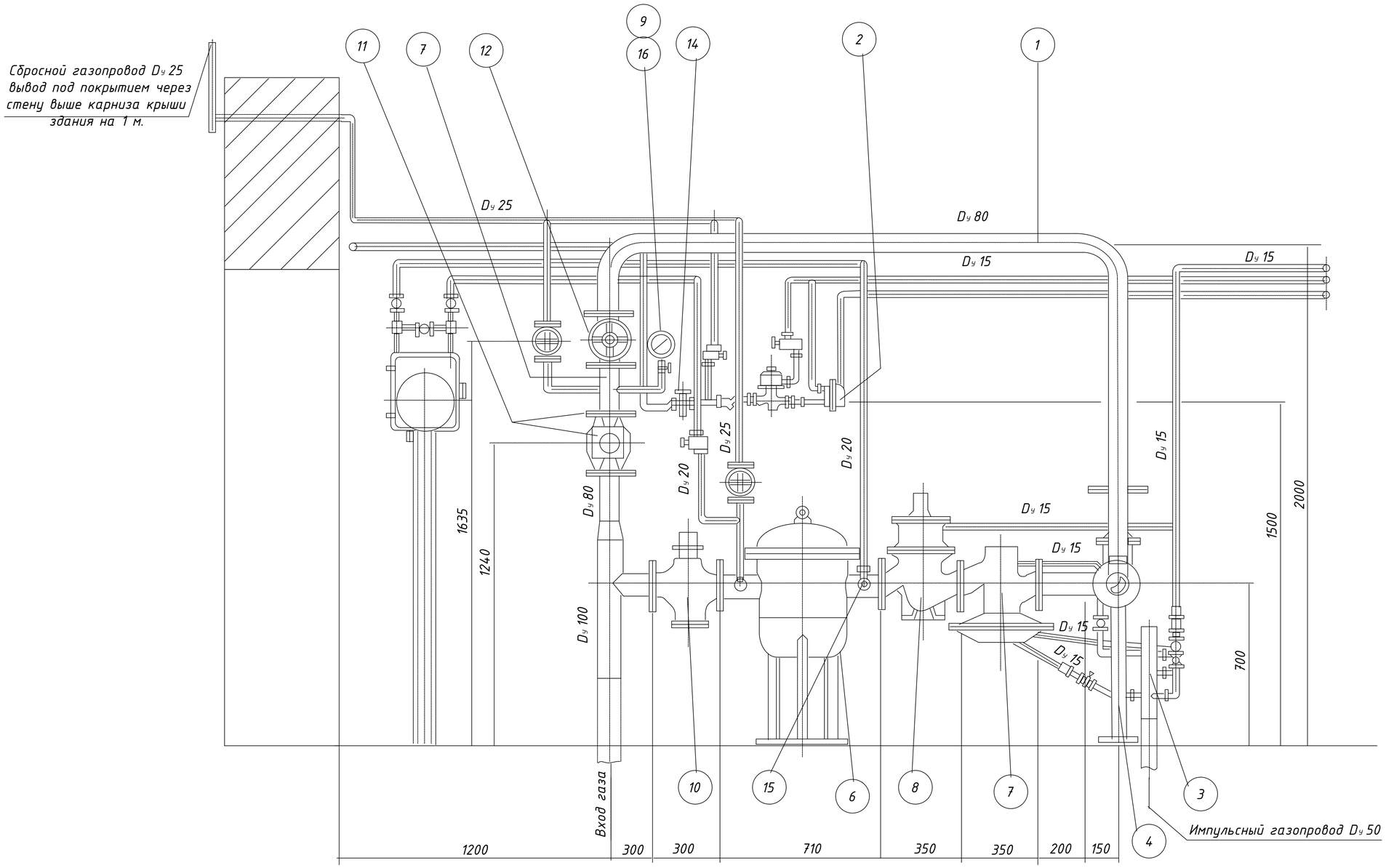
Приложение А Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления



ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Гидравлический расчет распределительной газовой сети низкого давления

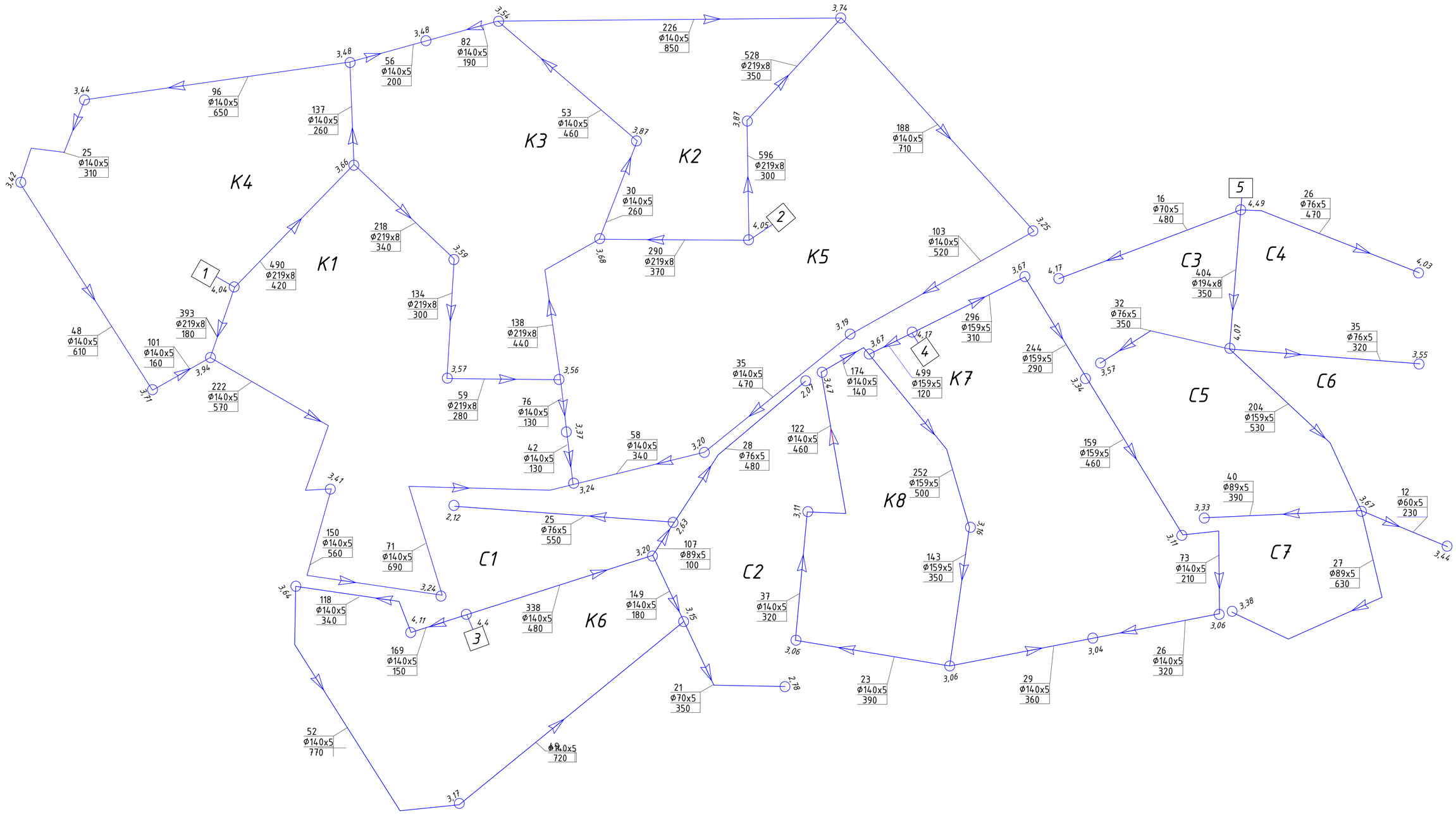
Номер кольца	Участки				Предварительное распределение				I итерация						II итерация						III итерация						IV итерация					
	номер	Номер соседнего кольца	l, м	d_n x s (d_y), мм	Q_P, м^3/ч	λ	P, Па	P/Q_P	Q_K, м^3/ч	$Q_{УЧ}$, м^3/ч	Q_P, м^3/ч	λ	P, Па	P/Q_P	Q_K, м^3/ч	$Q_{УЧ}$, м^3/ч	Q_P, м^3/ч	λ	P, Па	P/Q_P	Q_K, м^3/ч	$Q_{УЧ}$, м^3/ч	Q_P, м^3/ч	λ	P, Па	P/Q_P	Q_K, м^3/ч	$Q_{УЧ}$, м^3/ч	Q_P, м^3/ч	λ	P, Па	P/Q_P
1к	1-2.	К4	420	219x8	203	494,4	0,0221	380	56,7	-1,0	489,1	0,0202	372	0,761	7,3	4,3	493,5	0,0221	378	0,767	2,6	1	494,4	0,0221	380	0,768	-1,4	-1,5	493	0,0221	378	0,766
	2-3.	К3	340	219x8	203	224,9	0,0246	71		18,9	237,4	0,0243	78	0,328		-7,7	229,6	0,0245	74	0,32		-4,8	224,9	0,0246	71	0,315		-2,8	222	0,0247	69	0,312
	3-4.	К3	300	219x8	203	140,8	0,0276	28		18,9	153,3	0,0271	32	0,209		-7,7	145,6	0,0274	29	0,201		-4,8	140,8	0,0276	28	0,196		-2,8	138	0,0278	27	0,193
	4-5.	К3	280	219x8	203	64,9	0,0335	7		18,9	77,4	0,0321	9	0,117		-7,7	69,6	0,033	8	0,108		-4,8	64,9	0,0335	7	0,102		-2,8	62	0,0339	6	0,099
	5-6.	К5	130	140x5	130	197,6	0,0248	196		122,6	198,8	0,0227	198	0,996		-3,5	195,3	0,0248	192	0,981		2,3	197,6	0,0248	196	0,991		-1,7	195,9	0,0248	193	0,984
	6-7.	К5	130	140x5	130	163,4	0,0256	138		122,6	164,6	0,0238	140	0,853		-3,5	161,1	0,0257	135	0,838		2,3	163,4	0,0256	138	0,848		-1,7	161,7	0,0257	136	0,84
	7-8.		690	140x5	130	-4,8	0,0704	-2		56,7	-14,7	0,0352	-8	0,555		7,3	-7,4	0,0454	-3	0,361		2,6	-4,8	0,0704	-2	0,361		-1,4	-6,2	0,0545	-2	0,361
	8-9.		560	140x5	130	-83,5	0,0282	-171		56,7	-93,4	0,0274	-208	2,231		7,3	-86,1	0,028	-181	2,099		2,6	-83,5	0,0282	-171	2,051		-1,4	-84,9	0,0281	-176	2,076
	9-10.		570	140x5	130	-155,5	0,0241	-517		56,7	-165,4	0,0238	-621	3,755		7,3	-158,1	0,0258	-572	3,619		2,6	-155,5	0,0241	-517	3,327		-1,4	-156,9	0,0241	-525	3,349
	10-11.	К4	180	219x8	203	-388,3	0,0231	-105		-1,0	-393,6	0,0214	-107	0,273		4,3	-389,3	0,023	-105	0,271		1	-388,3	0,0231	-105	0,27		-1,5	-389,8	0,023	-106	0,271
	Потери давления , Па							24	Потери давления , Па					-116	Потери давления , Па					-46	Потери давления , Па					24	Потери давления , Па					-1
	Потери давления по модулю,							1614	Потери давления по модулю, Па					1775	Потери давления по модулю, Па					1676	Потери давления по модулю, Па					1614	Потери давления по модулю, Па					1618
	Сумма P/Q_P							9,228	Сумма P/Q_P					10,076	Сумма P/Q_P					9,564	Сумма P/Q_P					9,228	Сумма P/Q_P					9,251
	Относительная ошибка в кольце, %							2,96	Относительная ошибка в кольце, %					-13,02	Относительная ошибка в кольце, %					-5,45	Относительная ошибка в кольце, %					2,96	Относительная ошибка в кольце, %					-0,15
	Гидравлическая увязка, м^3/час							1,5	Гидравлическая увязка, м^3/час					6,6	Гидравлическая увязка, м^3/час					2,7	Гидравлическая увязка, м^3/час					-1,5	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,1
	Поправочный расход, м3/ч							-1,4	Поправочный расход, м3/ч					7,3	Поправочный расход, м3/ч					3,0	Поправочный расход, м3/ч					-1,4	Поправочный расход, м3/ч					0,1
2к	11-12.	К5	300	219x8	-389	0,023	-175	0,451	108,50	174,4	-421,8	0,0227	-203	0,482	34,8	24	-397,7	0,0229	-183	0,459	9,1	8,8	-389	0,023	-175	0,451	2	1,7	-387,3	0,0231	-174	0,449
	12-13.	К5	350	219x8	-320,4	0,0225	-136	0,423		174,4	-353,2	0,022	-161	0,455		24	-329,2	0,0224	-142	0,432		8,8	-320,4	0,0225	-136	0,423		1,7	-318,7	0,0225	-134	0,421
	13-14		850	140x5	-73,9	0,0291	-210	2,839		108,5	-117,8	0,0259	-475	4,029		34,8	-83	0,0282	-257	3,099		9,1	-73,9	0,0291	-210	2,839		2	-71,9	0,0293	-200	2,781
	14-15	К3	460	140x5	38,9	0,0341	37	0,95		70,6	17,4	0,0373	8	0,463		19,8	37,2	0,0345	34	0,918		1,7	38,9	0,0341	37	0,95		0,6	39,5	0,034	38	0,961
	15-16	К3	260	140x5	122,2	0,0256	155	1,267		70,6	100,7	0,0269	110	1,096		19,8	120,5	0,0257	151	1,253		1,7	122,2	0,0256	155	1,267		0,6	122,8	0,0256	156	1,272
	16-11.	К5	370	219x8	473	0,0222	309	0,652		174,4	464,2	0,0223	298	0,643		24	488,3	0,0221	327	0,67		8,8	473	0,0222	309	0,652		1,7	474,7	0,0222	311	0,654
	Потери давления , Па							-20	Потери давления , Па					-422	Потери давления , Па					-70	Потери давления , Па					-20	Потери давления , Па					-3
	Потери давления по модулю,							1021	Потери давления по модулю, Па					1255	Потери давления по модулю, Па					1094	Потери давления по модулю, Па					1021	Потери давления по модулю, Па					1013
	Сумма P/Q_P							6,583	Сумма P/Q_P					7,167	Сумма P/Q_P					6,831	Сумма P/Q_P					6,583	Сумма P/Q_P					6,538
	Относительная ошибка в кольце, %							-3,95	Относительная ошибка в кольце, %					-67,22	Относительная ошибка в кольце, %					-12,73	Относительная ошибка в кольце, %					-3,95	Относительная ошибка в кольце, %					-0,63
	Гидравлическая увязка, м^3/час							1,7	Гидравлическая увязка, м^3/час					33,6	Гидравлическая увязка, м^3/час					5,8	Гидравлическая увязка, м^3/час					1,7	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,3
	Поправочный расход, м3/ч							2,0	Поправочный расход, м3/ч					34,8	Поправочный расход, м3/ч					6,8	Поправочный расход, м3/ч					2,0	Поправочный расход, м3/ч					0,3
3к	14-15	К2	460	140x5	-38,9	0,0341	-37	0,95	37,9	-70,6	-17,4	0,0373	-8	0,463	15	-19,8	-37,2	0,0345	-34	0,918	7,4	-1,7	-38,9	0,0341	-37	0,95	1,4	-0,6	-39,5	0,034	-38	0,961
	15-16	К2	260	140x5	-122,2	0,0256	-155	1,267		-70,6	-100,7	0,0269	-110	1,096		-19,8	-120,5	0,0257	-151	1,253		-1,7	-122,2	0,0256	-155	1,267		-0,6	-122,8	0,0256	-156	1,272
	16-5.	К5	440	219x8	253,5	0,0239	113	0,446		103,8	242,3	0,0241	104	0,431		4,2	246,5	0,024	108	0,437		7	253,5	0,0239	113	0,446		1,1	254,7	0,0238	114	0,448
	4-5.	К1	280	219x8	-64,9	0,0335	-7	0,102		-18,9	-77,4	0,0321	-9	0,117		7,7	-69,6	0,033	-8	0,108		4,8	-64,9	0,0335	-7	0,102		2,8	-62	0,0339	-6	0,099
	3-4.	К1	300	219x8	-140,8	0,0276	-28	0,196		-18,9	-153,3	0,0271	-32	0,209		7,7	-145,6	0,0274	-29	0,201		4,8	-140,8	0,0276	-28	0,196		2,8	-138	0,0278	-27	0,193
	2-3.	К1	340	219x8	-224,9	0,0246	-71	0,315		-18,9	-237,4	0,0243	-78	0,328		7,7	-229,6	0,0245	-74	0,32		4,8	-224,9	0,0246	-71	0,315		2,8	-222	0,0247	-69	0,312
	1-2.	К4	260	140x5	134,4	0,025	183	1,361		-19,9	116,6	0,0259	143	1,223		12,1	128,7	0,0253	169	1,317		5,8	134,4	0,025	183	1,361		1,4	135,8	0,025	186	1,371
	17-24		200	140x5	4,1	0,0827	0	0,105		37,9	-18,3	0,0379	-4	0,216		15	-3,3	0,101	0	0,105		7,4	4,1	0,0827	0	0,105		1,4	5,5	0,061	1	0,105
	14-24		190	140x5	-21,9	0,0394	-6	0,255		37,9	-44,3	0,033	-19	0,433		15	-29,3	0,0366	-9	0,317		7,4	-21,9	0,0394	-6	0,255		1,4	-20,5	0,0394	-5	0,239
	Потери давления , Па							-6	Потери давления , Па					-13	Потери давления , Па					-28	Потери давления , Па					-6	Потери давления , Па					0
	Потери давления по модулю,							599	Потери давления по модулю, Па					508	Потери давления по модулю, Па					582	Потери давления по модулю, Па					599	Потери давления по модулю, Па					602
	Сумма P/Q_P							4,997	Сумма P/Q_P					4,516	Сумма P/Q_P					4,976	Сумма P/Q_P					4,997	Сумма P/Q_P					4,998
	Относительная ошибка в кольце, %							-2,01	Относительная ошибка в кольце, %					-5,23	Относительная ошибка в кольце, %					-9,59	Относительная ошибка в кольце, %					-2,01	Относительная ошибка в кольце, %					-0,10
	Гидравлическая увязка, м^3/час							0,7	Гидравлическая увязка, м^3/час					1,7	Гидравлическая увязка, м^3/час					3,2	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,7	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0
	Поправочный расход, м3/ч							1,4	Поправочный расход, м3/ч					15,0	Поправочный расход, м3/ч					6,6	Поправочный расход, м3/ч					1,4	Поправочный расход, м3/ч					0,2
4к	1-2.	К1	420	219x8	-494,4	0,0221	-380	0,768	57,8	1	-489,1	0,0221	-372	0,761	2,9	-4,3	-493,5	0,0221	-378	0,767	1,6	-1	-494,4	0,0221	-380	0,768	0,1	1,5	-493	0,0221	-378	0,766
	фев.17	К3	260	140x5	-134,4	0,025	-183	1,361		19,9	-116,6	0,0259	-143	1,223		-12,1	-128,7	0,0253	-169	1,317		-5,8	-134,4	0,025	-183	1,361		-1,4	-135,8	0,025	-186	1,371
	17-18		650	140x5	-33,8	0,0353	-41	1,208		57,8	-38,4	0,0342	-51	1,329		2,9	-35,5	0,0349	-44	1,252		1,6	-33,8	0,0353	-41	1,208		0,1	-33,7	0,0353	-41	1,206
	18-19		310	140x5	37,8	0,0344	24	0,626		57,8	33,2	0,0355	19	0,568		2,9	36,1	0,0347	22	0,606		1,6	37,8	0,0344	24	0,626		0,1	37,9	0,0343	24	0,627
	19-20		610	140x5	110,7	0,0263	305	2,759		57,8	106,1	0,0265	284	2,673		2,9	109	0,0264	298	2,728		1,6	110,7	0,0263	305	2,759		0,1	110,8	0,0263	306	2,761
	20.окт		160	140x5	162,9	0,0257	170	1,041		57,8	158,3	0,0258	161	1,017		2,9	161,3	0,0257	166	1,032		1,6	162,9	0,0257	170	1,041		0,1	163	0,0257	170	1,041
	01.окт	К1	180	219x8	388,3	0,0231	105	0,27		1	393,6	0,023	107	0,273		-4,3	389,3	0,023	105	0,271		-1	388,3	0,0231	105	0,27		1,5	389,8	0,023	106	0,271
	Потери давления , Па							0	Потери давления , Па					5	Потери давления , Па					-1	Потери давления , Па					0	Потери давления , Па					0
	Потери давления по модулю,							1207	Потери давления по модулю, Па					1137	Потери давления по модулю, Па					1184	Потери давления по модулю, Па					1207	Потери давления по модулю, Па					1209
	Сумма P/Q_P							8,033	Сумма P/Q_P					7,845	Сумма P/Q_P					7,973	Сумма P/Q_P					8,033	Сумма P/Q_P					8,043
	Относительная ошибка в кольце, %							-0,03	Относительная ошибка в кольце, %					0,86	Относительная ошибка в кольце, %					-0,18	Относительная ошибка в кольце, %					-0,03	Относительная ошибка в кольце, %					0,02
	Гидравлическая увязка, м^3/час							0	Гидравлическая увязка, м^3/час					-0,4	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,1	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0
	Поправочный расход, м3/ч							0,1	Поправочный расход, м3/ч					2,9	Поправочный расход, м3/ч					1,6	Поправочный расход, м3/ч					0,1	Поправочный расход, м3/ч					0,0
5к	11.дек	К2	300	219x8	596,2	0,0214	382	0,641	-65,9	-174,4	421,8	0,0227	203	0,482	10,7	-24	397,7	0,0229	183	0,459	0,4	-8,8	389	0,023	175	0,451	0,3	-1,7	387,3	0,0231	174	0,449
	дек.13	К2	350	219x8	527,6	0,0218	356	0,676		-174,4	353,2	0,022	161	0,455		-24	329,2	0,0224	142	0,432		-8,8	320,4	0,0225	136	0,423		-1,7	318,7	0,0225	134	0,421
	13-21		710	140x5	187,6	0,025	973	5,185		-65,9	121,7	0,0256	420	3,448		10,7	132,5	0,0251	487	3,674		0,4	132,8	0,0251	489	3,682		0,3	133,1	0,0251	491	3,689
	21-22		520	140x5	102,7	0,0268	229	2,224		-65,9	36,8	0,0346	38	1,031		10,7	47,6	0,0324	59	1,249		0,4	48	0,0324	60	1,256		0,3	48,3	0,0323	61	1,262
	22-23		470	140x5	35,1	0,035	32	0,899		-65,9	-30,8	0,0362	-25	0,814		10,7	-20	0,0391	-11	0,572		0,4	-19,7	0,0388	-11	0,558		0,3	-19,4	0,0386	-11	0,547
	июл.23		340	140x5	-25,4	0,0379	-13	0,51		-65,9	-91,3	0,0276	-122	1,331		10,7	-80,6	0,0284	-98	1,212		0,4	-80,2	0,0285	-97	1,208		0,3	-79,9	0,0285	-96	1,204
	06.июл	К1	130	140x5	-41,9	0,0335	-12	0,284		-122,6	-164,6	0,0256	-140	0,853		3,5	-161,1	0,0257	-135	0,838		-2,3	-163,4	0,0256	-138	0,848		1,7	-161,7	0,0257	-136	0,84
	05.июн	К1	130	140x5	-76,1	0,0288	-34	0,444		-122,6	-198,8	0,0248	-198	0,996		3,5	-195,3	0,0248	-192	0,981		-2,3	-197,6	0,0248	-196	0,991		1,7	-195,9	0,0248	-193	0,984
	16.май	К3	440	219x8	-138,5	0,0278	-39	0,283		-103,8	-242,3	0,0241	-104	0,431		-4,2	-246,5	0,024	-108	0,437		-7	-253,5	0,0239	-113	0,446		-1,1	-254,7	0,0238	-114	0,448
	ноя.16	К2	370	219x8	-289,8	0,0231	-120	0,415		-174,4	-464,2	0,0223	-298	0,643		-24	-488,3	0,0221	-327	0,67		-8,8	-473	0,0222	-309	0,652		-1,7	-474,7	0,0222	-311	0,654
	Потери давления , Па							-4	Потери давления , Па					-66	Потери давления , Па					0	Потери давления , Па					-4	Потери давления , Па					0
	Потери давления по модулю,							1724	Потери давления по модулю, Па					1709	Потери давления по модулю, Па					1741	Потери давления по модулю, Па					1724	Потери давления по модулю, Па					1720
	Сумма P/Q_P							10,515	Сумма P/Q_P					10,483	Сумма P/Q_P					10,524	Сумма P/Q_P					10,515	Сумма P/Q_P					10,498
	Относительная ошибка в кольце, %							-0,42	Относительная ошибка в кольце, %					-7,74	Относительная ошибка в кольце, %					0,02	Относительная ошибка в кольце, %					-0,42	Относительная ошибка в кольце, %					0,02
	Гидравлическая увязка, м^3/час							0,2	Гидравлическая увязка, м^3/час					3,6	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,2	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0
	Поправочный расход, м3/ч							0,3	Поправочный расход, м3/ч					10,8	Поправочный расход, м3/ч					1,8	Поправочный расход, м3/ч					0,3	Поправочный расход, м3/ч					0,1
6к	30-31		480	140x5	337,6	0,0227	1936	5,735	-74,6	-74,6	263	0,0236	1221	4,642	2,8	2,8	265,9	0,0236	1245	4,683	-0,1	-0,1	265,8	0,0236	1244	4,682	0	0	265,8	0,0236	1244	4,682
	31-32		180	140x5	148,8	0,0244	151	1,017		-74,6	74,3	0,029	45	0,604		2,8	77,1	0,0287	48	0,621		-0,1	77	0,0288	48	0,62		0	77	0,0288	48	0,62
	32-33		720	140x5	48,7	0,0322	86	1,759		-74,6	-25,9	0,0378	-28	1,095		2,8	-23,1	0,0389	-23	1,005		-0,1	-23,1	0,0388	-23	1,007		0	-23,1	0,0388	-23	1,007
	33-34		770	140x5	-52	0,0317	-103	1,978		-74,6	-126,6	0,0254	-488	3,852		2,8	-123,8	0,0255	-469	3,788		-0,1	-123,9	0,0255	-469	3,789		0	-123,9	0,0255	-469	3,789
	34-38		340	140x5	-117,6	0,0259	-189	1,61		-74,6	-192,2	0,0249	-487	2,532		2,8	-189,4	0,025	-474	2,502		-0,1	-189,4	0,025	-474	2,503		0	-189,4	0,025	-474	2,503
	38-30		150	140x5	-169,5	0,0255	-171	1,008		-74,6	-244	0,0239	-332	1,362		2,8	-241,2	0,024	-325	1,349		-0,1	-241,3	0,024	-326	1,349		0	-241,3	0,024	-326	1,349
	Потери давления , Па							0	Потери давления , Па					-69	Потери давления , Па					2	Потери давления , Па					0	Потери давления , Па					0
	Потери давления по модулю,							2585	Потери давления по модулю, Па					2601	Потери давления по модулю, Па					2584	Потери давления по модулю, Па					2585	Потери давления по модулю, Па					2585
	Сумма P/Q_P							13,951	Сумма P/Q_P					14,088	Сумма P/Q_P					13,947	Сумма P/Q_P					13,951	Сумма P/Q_P					13,951
	Относительная ошибка в кольце, %							0	Относительная ошибка в кольце, %					-5,34	Относительная ошибка в кольце, %					0,13	Относительная ошибка в кольце, %					0,00	Относительная ошибка в кольце, %					0,00
	Гидравлическая увязка, м^3/час							0	Гидравлическая увязка, м^3/час					2,8	Гидравлическая увязка, м^3/час					-0,1	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0
	Поправочный расход, м3/ч							0	Поправочный расход, м3/ч					0,0	Поправочный расход, м3/ч					0,0	Поправочный расход, м3/ч					0,0	Поправочный расход, м3/ч					0,0
7к	40-41		310	159x5	296,3	0,0234	501	1,692	1,1	1,1	297,4	0,0234	505	1,697	0,3	0,3	297,7	0,0234	506	1,699	0	0	297,7	0,0234	506	1,699	0	0	297,7	0,0234	506	1,699
	41-42		290	159x5	244,1	0,0242	329	1,348		1,1	245,2	0,0242	332	1,353		0,3	245,5	0,0242	333	1,355		0	245,5	0,0242	333	1,355		0	245,5	0,0242	333	1,355
	42-43		460	159x5	158,6	0,0248	226	1,425		1,1	159,7	0,0248	229	1,433		0,3	160	0,0248	230	1,435		0	160	0,0248	230	1,435		0	160	0,0248	230	1,435
	43-44		210	140x5	73,3	0,0291	51	0,697		1,1	74,3	0,029	52	0,705		0,3	74,7	0,029	53	0,707		0	74,7	0,029	53	0,707		0	74,7	0,029	53	0,707
	44-45		320	140x5	25,9	0,0378	13	0,487		1,1	27	0,0374	14	0,502		0,3	27,3	0,0373	14	0,507		0	27,4	0,0372	14	0,507		0	27,4	0,0372	14	0,507
	45-46		360	140x5	-29,2	0,0367	-17	0,599		1,1	-28,1	0,037	-16	0,582		0,3	-27,7	0,0371	-16	0,577		0	-27,7	0,0371	-16	0,576		0	-27,7	0,0371	-16	0,576
	46-47	К8	350	159x5	-142,6	0,0255	-143	1,001		22,2	-120,4	0,0266	-106	0,882		-0,1	-120,5	0,0266	-106	0,883		0	-120,5	0,0266	-106	0,882		0	-120,5	0,0266	-106	0,882
	47-42	К8	500	159x5	-251,7	0,0241	-600	2,385		22,2	-229,6	0,0245	-508	2,211		-0,1	-229,6	0,0245	-508	2,212		0	-229,6	0,0245	-508	2,212		0	-229,6	0,0245	-508	2,212
	42-40		120	159x5	-498,7	0,0216	-508	1,018		1,1	-497,6	0,0216	-505	1,016		0,3	-497,3	0,0216	-505	1,015		0	-497,2	0,0216	-505	1,015		0	-497,2	0,0216	-505	1,015
	Потери давления , Па							0	Потери давления , Па					-4	Потери давления , Па					-1	Потери давления , Па					0	Потери давления , Па					0
	Потери давления по модулю,							2270	Потери давления по модулю, Па					2267	Потери давления по модулю, Па					2270	Потери давления по модулю, Па					2270	Потери давления по модулю, Па					10,389
	Сумма P/Q_P							10,389	Сумма P/Q_P					10,382	Сумма P/Q_P					10,389	Сумма P/Q_P					10,389	Сумма P/Q_P					2270
	Относительная ошибка в кольце, %							0	Относительная ошибка в кольце, %					-0,39	Относительная ошибка в кольце, %					-0,05	Относительная ошибка в кольце, %					0,00	Относительная ошибка в кольце, %					0,00
	Гидравлическая увязка, м^3/час							0	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,2	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0	Гидравлическая увязка, м^3/час					0,0
	Поправочный расход, м3/ч							0	Поправочный расход, м3/ч					0,3	Поправочный расход, м3/ч					0,0	Поправочный расход, м3/ч					0,0	Поправочный расход, м3/ч					0,0
8к	42-47	К7	500	159x5	251,7	0,0241	600	2,385	-21,1	-22,2	229,6	0,0245	508	2,211	0,4	0,1	229,6	0,0245	508	2,212	0	0	229,6	0,0245	508	2,212	0	0	229,6	0,0245	508	2,212
	46-47	К7	350	159x5	142,6	0,0255	143	1,001		-22,2	120,4	0,0266	106	0,882		0,1	120,5	0,0266	106	0,883		0	120,5	0,0266	106	0,882		0	120,5	0,0266	106	0,882
	46-50		390	140x5	22,6	0,0391	12	0,535		-21,1	1,5	0,225	0	0,204		0,4	1,9	0,1803	0	0,204		0	1,9	0,1789	0	0,204		0	1,9	0,1787	0	0,204
	49-50		320	140x5	-37,4	0,0344	-24	0,641		-21,1	-58,4	0,0308	-52	0,897		0,4	-58,1	0,0309	-52	0,892		0	-58,1	0,0309	-52	0,892		0	-58,1	0,0309	-52	0,892
	48-49		460	140x5	-121,7	0,0256	-272	2,235		-21,1	-142,8	0,0246	-360	2,519		0,4	-142,4	0,0247	-358	2,514		0	-142,4	0,0247	-358	2,514		0	-142,4	0,0247	-358	2,513
	42-48		140	140x5	-173,8	0,0254	-167	0,96		-21,1	-194,9	0,0248	-206	1,055		0,4	-194,5	0,0249	-205	1,053		0	-194,5	0,0249	-205	1,053		0	-194,5	0,0249	-205	1,053
	Потери давления , Па						

Разрез ГРП с регулятором давления РДУК2В-100/50 М 1:15



						БР-08.03.01.05-2017	
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт	
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			
Разраб.		Сыромятников			Газоснабжение с.Чурапча	Лист 5	Листов 6
Руков.		Оленев И.Б.					
Н. контр.		Оленев И.Б.			Разрез ГРП с регулятором давления РДУК2В-100/50 М 1:15	ИСЭиС	
Зав.каф.		Сакаш Г.В.					

Схема распределительной сети низкого давления



								БР-08.03.01.05-2017	
								Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сыромятников А.В.						Газоснабжение с.Чурапча	Лист 2 / Листов 6
Руковод.		Оленев И.Б.							
Н. контр.		Оленев И.Б.						Схема распределительной сети низкого давления	ИСЗиС
Зав.каф.		Сакаш Г.В.							